



PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO CONSIDERANDO
ASPECTOS DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO COM FONTES
RENOVÁVEIS INTERMITENTES

Miryam Gerk Curty

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges
Carlos Henrique Medeiros de
Saboia

Rio de Janeiro
Dezembro de 2020

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO CONSIDERANDO
ASPECTOS DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO COM FONTES
RENOVÁVEIS INTERMITENTES

Miryam Gerk Curty

DISSERTAÇÃO 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 MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges
Carlos Henrique Medeiros de Saboia

Aprovada por: Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges
Prof. Carlos Henrique Medeiros de Saboia
Prof. Luiz Guilherme Barbosa Marzano
Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
DEZEMBRO DE 2020

Curty, Miryam Gerk

Planejamento da Expansão da Geração Considerando Aspectos da Programação Diária da Operação com Fontes Renováveis Intermitentes/Miryam Gerk Curty. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XV, 146 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges

Carlos Henrique Medeiros de Saboia

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 122 – 132.

1. Sistemas hidrotérmicos e eólicos. 2. Planejamento da expansão da geração. 3. Programação diária da operação. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*“I may not have gone where I
intended to go, but I think I have
ended up where I needed to be.”*

Douglas Adams

Agradecimentos

À orientadora Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, pela dedicação durante as aulas das disciplinas do mestrado, com as quais aprendi tanto, pela paciência na orientação deste trabalho e pela atenção em todo processo de realização desta pesquisa.

Ao orientador Carlos Henrique Medeiros de Saboia, pela ajuda e dedicação ao longo desta pesquisa, pelos ensinamentos nos modelos MELP e DESSEM e pelo auxílio com as infinitas simulações que realizamos.

À Maria Luiza Viana Lisboa, gerente do projeto MELP, por ter me chamado para o projeto MELP, por ter sugerido o tema para a pesquisa e por todos os conhecimentos e conselhos passados sem os quais essa pesquisa não teria sido concluída. A Luiz Guilherme Marzano, por tudo que me ensinou no CEPEL, pela ajuda e atenção no início da minha pesquisa de mestrado.

Ao André Diniz, chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente do CEPEL, por ter oferecido a bolsa de mestrado no CEPEL, por ter disponibilizado todas as ferramentas utilizadas nesta pesquisa e pelo auxílio nas simulações do modelo DESSEM.

A todos os pesquisadores do CEPEL com quem pude trabalhar, tanto nos anos de estágio como nos anos de realização mestrado, Thatiana Justino, Cristiane Cruz, Fábio Batista, Roberto Pinto, Ana Carolina Hinrichs e Felipe Machado, por tudo que me ensinaram nestes anos e por tudo em que puderam me ajudar para finalização desta pesquisa.

Aos amigos que fiz durante a graduação e mestrado na UFRJ, André Arpon, Anwar El-Heri, Francisco Duarte e Vinícius Landeira, pela arte e por toda ajuda durante estes anos de estudo. Aos amigos que fiz durante o mestrado no CEPEL, Ligia Rolim e Eduardo Moutinho, obrigada pelo carinho e por compartilharem todo conhecimento durante as disciplinas do mestrado.

Aos amigos da sala D26 e, posteriormente, C26, Lilian Yocogawa, Pedro Oliveira, Rafael Rates, Pedro Lira, João Gabriel Lassio, Cibelle Trama e Bruno Shcelk, sempre dispostos a ajudar nos questionamentos e pedidos uns dos outros. A Hugo Santaren, pelos belíssimos conselhos e experiência passados.

Aos amigos que fiz no intercâmbio em Cardiff durante a graduação, Vanessa Vasconcellos, Thiago Britto e Mayara Izumida, por nossa amizade ter perdurado e

por todo apoio durante estes anos no mestrado.

Às amigas Carolina Santos e Jacqueline Urban, pela paciência de me ouvir, independente da hora, pelas tentativas de me ajudar mesmo não entendendo o que estava acontecendo, pelas indignações e alegrias compartilhadas, pelo companheirismo sempre, pelo café.

À minha família, por me fazer quem sou. Aos meus avós, pelos valores passados. Aos meus tios pela paciência quase que impossível e por me apoiarem em tudo que podem. Aos meus pais, pelo apoio e suporte em todas as decisões que já tomei.

À minha irmã e às minhas primas, quase irmãs, por nossa união mesmo distantes. À Maísa Gerk, pelas ideias geniais e imprevisibilidade. À Bianca Gerk, pelo senso de humor e pelo exemplo. À Maria Gerk, pela música, pelos questionamentos e conselhos únicos. À Jardell Ferreira, pelo cuidado. À Claudete de Carvalho, Roberta de Carvalho e Luciana Gusmão, pelo incentivo sempre, pelas delícias. À Letícia Verthein, pelo espaço. Sem vocês, não conseguiria ter terminado estes anos de estudo, muito obrigada.

A Deus e à intercessão de Maria Santíssima, por todas as graças recebidas, pela saúde e amor e por Sua presença em minha família.

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

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO CONSIDERANDO
ASPECTOS DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO COM FONTES
RENOVÁVEIS INTERMITENTES

Miryam Gerk Curty

Dezembro/2020

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges
Carlos Henrique Medeiros de Saboia

Programa: Engenharia Elétrica

Preocupações com mudanças climáticas e segurança energética levaram os países a investirem em pesquisa e desenvolvimento de fontes renováveis intermitentes, como a geração eólica e a solar fotovoltaica, resultando em um expressivo desenvolvimento tecnológico nas últimas três décadas.

Pesquisas, a nível nacional e internacional, vêm destacando a importância de desenvolver novas metodologias e ferramentas computacionais para o planejamento da expansão da geração em que a operação do sistema, com uma maior participação de fontes renováveis intermitentes, seja analisada de forma adequada e com esforço computacional aceitável.

Esta pesquisa tem como objetivo propor uma metodologia do tipo *soft-link* para o planejamento da expansão da geração no horizonte decenal, aplicado a um caso real do sistema elétrico brasileiro derivado do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Essa metodologia consiste no encadeamento através de um processo iterativo, de um modelo de planejamento da expansão da geração de longo prazo já utilizado em estudos oficiais do setor elétrico, e de modelos de planejamento da operação hidrotérmica e programação da operação horária atualmente utilizados no setor.

Pelos resultados obtidos, com a metodologia proposta foi possível definir um plano de expansão da geração capaz de lidar com as características de forte incerteza e intermitência das novas fontes renováveis e, assim, atender a demanda de mercado de maneira econômica e segura.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

GENERATION EXPANSION PLANNING CONSIDERING ASPECTS OF DAY AHEAD DISPATCH WITH INTERMITTENT RENEWABLE SOURCES

Miryam Gerk Curty

December/2020

Advisors: Carmen Lucia Tancredo Borges
Carlos Henrique Medeiros de Saboia

Department: Electrical Engineering

Concerns about climate change and energy security have led countries to invest in research and development of alternative renewable sources, such as wind and solar photovoltaic generation. As a result, an expressive technological development has been achieved in the last three decades.

Worldwide researchers have been emphasizing the importance of developing new methodologies and computational tools for generation expansion planning in which the system operation, considering its renewable sources generation, is properly analyzed with acceptable computational effort.

This research proposes a soft-linking methodology for a ten-year generation expansion planning, applied to the Brazilian power system based on the Ten-Year Expansion Plan of 2026. This methodology consists on linking through an iterative process a long-term generation expansion planning model, which has been applied to official studies of the Brazilian power system, long-term hydrothermal operation models and an hourly day-ahead hydrothermal operation model, all in use today for official studies of the Brazilian power system.

The results showed that with the proposed methodology, it was possible to define a generation expansion plan capable of dealing with the uncertainty and intermittency of new renewable sources, thus meeting energy demand economically and safely.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
1 Introdução	1
2 Planejamento do Sistema Elétrico	4
2.1 Problema do Planejamento da Expansão	6
2.2 Problema do Planejamento da Operação	8
2.3 Novos Desafios	12
2.3.1 Usinas Eólicas	14
2.3.2 Usinas Solares	14
2.4 Revisão Bibliográfica	15
2.5 Processo de Planejamento no Brasil	22
2.5.1 Planejamento da Expansão do SIN	24
2.5.2 Planejamento da Operação do SIN	25
3 Proposta Metodológica	27
3.1 Estrutura Geral da Proposta	27
3.2 Modelos Computacionais Utilizados	29
3.2.1 Modelo MELP	30
3.2.2 Modelo NEWAVE	35
3.2.3 Modelo SUIISHI	41
3.2.4 Modelo DESSEM	44
3.3 Rotinas Complementares Implementadas	51
3.3.1 Prepara Dados do MELP	51
3.3.2 Iteração MELP e NEWAVE	53
3.3.3 Conversor NEWAVE para DESSEM	54
3.3.4 Calibra DESSEM	56
3.3.5 Roda DESSEM	57
3.3.6 Resultados DESSEM	58
3.3.7 Expansões Complementares	59

3.4	Estrutura final da Proposta	60
3.5	Inovação do Trabalho	63
4	Estudo de caso	65
4.1	Configuração do Caso	65
4.2	Premissas MELP	68
4.2.1	Usinas hidrelétricas	71
4.2.2	Usinas termelétricas	73
4.2.3	Usinas não controláveis	75
4.2.4	Intercâmbios entre subsistemas	78
4.3	Premissas NEWAVE	79
4.4	Premissas SUSHI	80
4.5	Premissas DESSEM	81
4.5.1	Demanda de energia	82
4.5.2	Usinas hidrelétricas	85
4.5.3	Usinas termelétricas	87
4.5.4	Usinas não controláveis	88
4.5.5	Intercâmbios entre subsistemas	91
5	Resultados	92
5.1	Simulação inicial do MELP	92
5.2	Simulação do NEWAVE	95
5.3	Simulação do SUSHI	100
5.4	Simulação do DESSEM	102
5.5	Validação do Plano de Expansão	107
5.5.1	Ajustes da capacidade instalada	108
5.5.2	Ajustes dos limites de intercâmbio	114
6	Conclusões e Perspectivas	119
	Referências Bibliográficas	122
A	Cálculo dos fatores de UHE e UTE	133
A.1	Fatores sazonais de UHEs	133
A.2	Fatores de participação de UTEs	134
B	Tabelas de Premissas	136
B.1	Dados de Usinas Hidrelétricas	136
B.2	Dados de Usinas Termelétricas	142
B.3	Dados de Usinas não Controláveis	143

Lista de Figuras

2.1	Comparação do nível de detalhamento dos tipos de modelo.	4
2.2	Consequências operativas de um sistema hidrotérmico.	10
2.3	Funções de custo total, futuro e imediato.	11
2.4	Mapa do Sistema Interligado Nacional.	23
3.1	Fluxograma representativo da metodologia proposta.	28
3.2	Árvore de cenários.	41
3.3	Processo iterativo realizado na simulação hidrotérmica.	42
3.4	Gráfico representativo das restrições operativas das usinas térmicas. .	51
3.5	Fluxograma representativo da rotina que administra as execuções do DESSEM.	58
3.6	Fluxograma da proposta metodológica com modelos descritos.	60
4.1	Configuração dos subsistemas.	66
4.2	Evolução da demanda de energia.	67
4.3	Curvas do fatores de participação das usinas termelétricas.	75
4.4	Perfil de demanda horário de fevereiro.	83
4.5	Perfil de demanda horário de agosto.	83
4.6	Perfil de demanda horário de ANDE.	84
4.7	Fator de capacidade horário das séries de vento utilizadas em fevereiro.	89
4.8	Fator de capacidade horário das séries de vento utilizadas em agosto.	89
4.9	Perfis horários de geração das usinas não despachadas centralizada- mente, exceto eólica, em fevereiro.	90
4.10	Perfis horários de geração das usinas não despachadas centralizada- mente, exceto eólica, em agosto.	90
5.1	Evolução da capacidade instalada por tipo de usina.	92
5.2	Evolução da capacidade instalada das usinas térmicas.	93
5.3	Aumento da capacidade instalada total por subsistema.	93
5.4	Aumento da capacidade instalada de UHE por subsistema.	94
5.5	Aumento da capacidade instalada de usinas eólicas por subsistema. .	94
5.6	Balanco de demanda total do sistema para todo horizonte.	96

5.7	Geração das usinas não controláveis.	96
5.8	Balanco de demanda do último ano de estudo.	97
5.9	Demanda de energia total do sistema para 2031.	97
5.10	Geração total do sistema no último ano de estudo.	98
5.11	Geração hidráulica total do sistema no último ano de estudo.	98
5.12	Geração total de usinas não controláveis em 2031.	99
5.13	Geração térmica total do sistema no último ano de estudo.	99
5.14	Geração hidráulica total para todo horizonte de estudo.	100
5.15	Energia armazenada nos reservatórios para todo horizonte de estudo.	100
5.16	Geração hidráulica total da série histórica de 1956.	101
5.17	Energia armazenada nos reservatórios da série histórica de 1956 e da média das séries históricas.	102
5.18	Média da geração hidráulica total para cada dia dos meses simulados.	103
5.19	Média da demanda total de energia para cada dia dos meses simulados.	103
5.20	Demanda horária total do terceiro dia de agosto de 2031.	104
5.21	Geração horária total do terceiro dia de agosto de 2031.	104
5.22	Geração horária de usinas eólicas do terceiro dia de agosto de 2031.	105
5.23	Geração térmica horária total do terceiro dia de agosto de 2031.	105
5.24	Soma da geração térmica e geração eólica horária total do terceiro dia de agosto de 2031.	106
5.25	Geração hidráulica horária total do terceiro dia de agosto de 2031.	106
5.26	Balanco de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2027 para cenário eólico crítico.	108
5.27	Balanco de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2031 para cenário eólico crítico.	108
5.28	Maior déficit horário observado para cada mês simulado.	109
5.29	Déficits ocorridos ao longo do dia dos casos de fevereiro de 2027.	109
5.30	Déficits ocorridos ao longo do dia dos casos de fevereiro de 2031.	110
5.31	Geração térmica as 15h do terceiro dia de fevereiro de 2027 e 2031.	110
5.32	Curvas horárias de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2027.	111
5.33	Curvas horárias de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2031.	111
5.34	Curvas horárias de geração eólica em fevereiro.	112
5.35	Montante adicionado de UTE por subsistema em cada ano.	113
5.36	Diminuição do custo total de operação.	113
5.37	CMOs do Sudeste e Nordeste em agosto de 2031.	114
5.38	Exportação de geração eólica do Nordeste nos dois primeiros dias de agosto de 2031.	114
5.39	Exportação de geração eólica do Nordeste no terceiro dia de agosto de 2031.	115

5.40	Excesso de geração eólica do Nordeste não exportado, para cada mês simulado.	115
5.41	Curvas de geração eólica em agosto para os dois primeiros dias de simulação do DESSEM.	116
5.42	Curvas horárias de geração eólica em agosto para o terceiro dia de simulação do DESSEM.	116
5.43	CMOs do Sudeste e Nordeste em agosto de 2031 após expansão dos limites de exportação.	117
5.44	Alteração na geração térmica no Sudeste com aumento de intercâmbio.	118
5.45	Alteração no CMO no Sudeste com aumento de intercâmbio.	118

Lista de Tabelas

2.1	Divisão das metodologias analisadas	17
4.1	Total de Usinas Hidrelétricas Existentes (05.2016)	67
4.2	Total de Usinas Termelétricas Existentes (05.2016)	68
4.3	Expansão obrigatória nos cinco primeiros anos de UHE e UTE.	69
4.4	Expansão obrigatória nos cinco primeiros anos de usinas não despachadas centralizadamente.	70
4.5	Expansão obrigatória nos cinco primeiros anos dos limites de intercâmbio.	70
4.6	Custo fixo e vida útil por tecnologia.	71
4.7	Projetos candidatos de usinas hidrelétricas.	71
4.8	Projetos candidatos obrigatórios de usinas hidrelétricas.	72
4.9	Fatores sazonais por subsistema.	73
4.10	Projetos candidatos de usinas termelétricas.	73
4.11	Potência total de projetos candidatos de usinas termelétricas por tipo de combustível	74
4.12	Custo de investimento e de operação de usinas termelétricas.	74
4.13	Projetos candidatos de usinas não despachadas centralizadamente.	75
4.14	Fator de capacidade das usinas não controláveis	76
4.15	Potência total de projetos originais candidatos de usinas não controláveis	76
4.16	Potência total de projetos adicionados candidatos de usinas não despachadas centralizadamente	77
4.17	Custo de investimento de usinas não controláveis	77
4.18	Fatores horo-sazonais das usinas por patamar	78
4.19	Projetos candidatos de linhas de intercâmbio	78
4.20	Fator de perda e custo de investimento de intercâmbio	79
4.21	Tabela resumo das premissas gerais do modelo DESSEM	82
4.22	Tabela resumo das premissas de demanda do modelo DESSEM	84
4.23	Tabela resumo das premissas de UHE do modelo DESSEM	86
4.24	Tabela resumo das premissas de UTE do modelo DESSEM	88

4.25	Tabela resumo das premissas de UNC do modelo DESSEM	91
5.1	Expansão dos limites de intercâmbio.	95
5.2	Total de usinas termelétrica adicionadas em cada subsistema	112
B.1	Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.	136
B.2	Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.	137
B.3	Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.	138
B.4	Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.	139
B.5	Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.	140
B.6	Dados das Usinas Hidrelétricas Candidatas.	141
B.7	Dados de Investimento das Usinas Termelétricas Candidatas.	142
B.8	Dados de Operação das Usinas Termelétricas Candidatas.	143
B.9	Dados de Investimento das Usinas não Despachadas Centralizadamente.144	
B.10	Dados de Operação das Usinas não Despachadas Centralizadamente. .	145
B.11	Dados de Investimento das Usinas não Despachadas Centralizadamente.146	
B.12	Dados de Operação das Usinas não Despachadas Centralizadamente. .	146

Capítulo 1

Introdução

A crescente preocupação mundial na descarbonização das matrizes energéticas tem levado a um maior investimento em usinas de geração com fonte de energia renovável, como usinas eólicas e fotovoltaicas.

De fato, países como a China, o Reino Unido, a Alemanha, os Estados Unidos da América (EUA), o Japão e o Brasil têm se destacado como os maiores investidores em usinas eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas [1].

Em particular, no Brasil, a matriz energética possui predominância de fontes renováveis, com a maior parte de sua capacidade instalada em usinas hidrelétricas com grandes reservatórios. Além disso, possui planejamento de investimentos em fontes eólica e solar para o ano de 2029 [2].

Todavia, as usinas de fontes eólicas e solares apresentam geração com características intermitentes, ou seja, apresentam grande variabilidade na disponibilidade de recursos além da baixa ou nenhuma capacidade de armazenamento de energia. Por conta disso, não podem ser despachadas pelo operador, podendo comprometer a segurança no suprimento de energia elétrica do sistema.

Como a operação futura do sistema elétrico deve dispor das ferramentas necessárias para garantir o suprimento adequado de energia elétrica, é importante considerar os aspectos da intermitência solar e eólica nos estudos de planejamento da expansão do parque gerador. Possibilitando, assim, instalações de equipamentos ou usinas que aumentem a flexibilidade do parque gerador para atendimento à demanda de maneira segura, como aumento da rede de transmissão, desenvolvimento de alternativas para armazenamento de energia gerada, implementação de geradores hidrelétricos, implementação de geradores térmicos de rápida resposta, entre outros. [3].

Contudo, apesar de lidarem com diversas variações e fontes de incertezas, os modelos de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, devido a questões relacionados a viabilidade computacional, não foram originalmente elaborados com a capacidade de acessar todos os aspectos relacionados ao modo como as fontes de

energia renováveis podem impactar a operação e a segurança do sistema elétrico.

Portanto, para os planejamentos de longo e médio prazo, pesquisas vêm sendo elaboradas com o objetivo de desenvolver ferramentas e metodologias capazes de representar essas novas fontes aos modelos computacionais [4].

Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia capaz de lidar com as características de forte incerteza e intermitência das novas fontes renováveis e assim desenvolver um planejamento de expansão da geração do SIN capaz de atender à demanda de mercado de maneira econômica e segura.

Para isso, serão utilizados modelos computacionais de planejamento e operação de longo, médio e curto prazo desenvolvidos pelo CEPEL, vinculados através de um processo iterativo, na simulação de um caso real brasileiro, de modo que seja avaliada a necessidade de inserção de usinas que proporcionem maior flexibilidade ao parque gerador.

A contribuição deste trabalho em relação à literatura está na combinação de técnicas de representação do impacto da geração de fontes renováveis e, principalmente, utilizando um sistema elétrico hidrotérmico real de grande porte para definição do cronograma de expansão com diversas fontes de incertezas, juntamente com o desenvolvimento de uma metodologia que permite a utilização de um modelo voltado a programação diária da operação no planejamento de longo prazo do setor elétrico brasileiro.

O trabalho foi estruturado de forma a expor conceitos básicos de usinas de fontes renováveis de energia, modelos computacionais utilizados no setor elétrico brasileiro, proposta metodológica, caso de estudo, resultados das simulações e conclusão.

No capítulo 2, são apresentados os conceitos básicos do funcionamento e da complexidade das fontes de energia renováveis que estão ocasionando a mudança do perfil do parque gerador brasileiro. Além disso, aborda a complexidade e formulação do problema de planejamento da expansão do sistema elétrico. Por fim, são apresentadas as metodologias desenvolvidas nesta área e a revisão bibliográfica da área.

O capítulo 3 apresenta os modelos computacionais utilizados neste trabalho, descrevendo seus conceitos básicos, com pequena introdução sobre o processamento de cada um deles, salientando seus objetivos e os resultados que podem produzir. Neste capítulo, ainda, é apresentada a proposta metodológica detalhada, sendo descrito o processo iterativo, as modificações propostas em determinado modelo computacional assim como a inovação desta metodologia em relação aos artigos estudados previamente.

O capítulo 4 apresenta o sistema elétrico utilizado como caso de estudo para implementação da metodologia proposta. Neste capítulo são apresentadas as características principais do sistema elétrico brasileiro, assim como as premissas adotadas

em cada modelo computacional executado.

No capítulo 5 são expostos e analisados os principais resultados obtidos de cada modelo computacional simulado, são apresentados, ainda, resultados das simulações adicionais realizadas para ajuste do plano de expansão proposto. Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e propostas de aprimoramentos futuros da metodologia proposta.

Capítulo 2

Planejamento do Sistema Elétrico

Os estudos de planejamento tem por objetivo auxiliar a tomada de decisão no presente de forma impactar resultados futuros da melhor maneira possível. Para o sistema elétrico, os estudos de planejamento auxiliam nas decisões de investimento em novas tecnologias e despacho das usinas do parque gerador para o atendimento da demanda futura de energia [5].

Para elaboração destes estudos, são desenvolvidos modelos computacionais para solução de problemas complexos que tem por objetivo atender a carga do sistema de maneira econômica e confiável.

Devido ao custo computacional, quanto maior o horizonte de planejamento estudado, menor deve ser o nível de detalhamento do sistema, no que diz respeito à granularidade temporal do estudo, características das unidades geradoras, especificações da carga do sistema, entre outras.

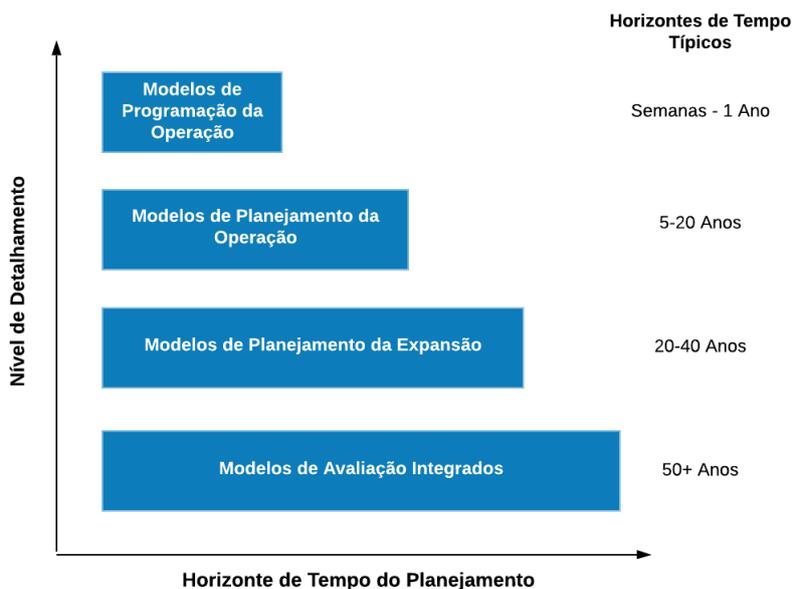


Figura 2.1: Comparação do nível de detalhamento dos tipos de modelo.

Portanto, de acordo com o objetivo para o qual são desenvolvidos, os modelos de planejamento do sistema elétrico são classificados conforme o horizonte de tempo estudado e nível de detalhamento do sistema [4, 6], como apresentado na figura 2.1.

Os Modelos de Avaliação Integrados são utilizados para estudos com maiores horizontes de tempo, com o objetivo de analisar questões da matriz energética dos países avaliando, por exemplo, políticas para mitigação das mudanças climáticas [7, 8]. Para isso, o modelo integra diferentes setores de demanda de energia, como sistema residencial, sistema industrial e sistema de transporte, considerando o crescimento econômico e disponibilidade de recursos. Por abordar tantos aspectos integrados do sistema, estes modelos devem adotar uma modelagem mais simplificada para manter o esforço computacional aceitável.

Os Modelos de Planejamento da Expansão são tipicamente utilizados para estudos da evolução de longo-prazo do sistema elétrico. Com estes modelos são avaliadas opções de investimento e operação das usinas que compõem o sistema elétrico a fim de resultar em um ponto de equilíbrio para o sistema [9, 10]. Por conta disto, estes modelos abordam horizontes de tempo menores, porém com maior detalhamento e granularidade temporal, que o modelo anterior.

Os Modelos de Planejamento da Operação são utilizados em estudos de cálculo da política de operação do setor elétrico [11–14]. Neste caso, são avaliados horizontes de estudo até 20 anos, com maior granularidade temporal que o modelo anterior (geralmente mensal), visando determinar metas de despacho para as usinas que compõem o sistema elétrico.

Por fim, os Modelos de Programação da Operação auxiliam nos estudos de programação da operação do setor elétrico no curto-prazo [15–17]. Por isso, avaliam o menor horizonte de estudo dentre os modelos mencionados, com a menor discretização temporal (geralmente em horas), porém, tratam de restrições de operação que não são possíveis de serem aplicadas nos modelos anteriores, por conta do alto custo computacional.

Portanto, neste capítulo, são abordados com mais detalhes os problemas que estes três últimos modelos procuram solucionar. São, também, apresentados os impactos e a complexidade agregada aos problemas devido maior penetração de novas usinas de energia intermitentes.

Apresentam-se, também, pesquisas relevantes desenvolvidas com o objetivo de tratar o planejamento da expansão do sistema elétrico na presença de usinas de energia intermitentes, propondo melhores maneiras de representar estas fontes assim como observar seus impactos. Por fim, são apresentadas as metodologias utilizadas nos planejamentos da expansão e da operação do setor elétrico Brasileiro.

2.1 Problema do Planejamento da Expansão

O planejamento da expansão do sistema elétrico tem por objetivo se estabelecer uma estratégia de investimento dos componentes do sistema que assegure o suprimento econômico e confiável do crescente mercado de energia [9]. Para isso, o problema de planejamento deve levar em consideração a cenários prospectivos de demanda, os critérios específicos de suprimento e as novas tecnologias disponíveis.

Para que a energia elétrica gerada, nos grandes centros de produção, chegue até os consumidores. O sistema elétrico, geralmente, conta com um grande número de diferentes componentes: unidades geradoras, linhas de transmissão, linhas de distribuição, equipamentos de proteção, equipamentos de suporte de reativos, entre outros [5]. Portanto, por conta do custo computacional, o planejamento da expansão deve ser dividido em diferentes tipos de estudos, de acordo com a tecnologia em foco:

- Planejamento da Expansão da Geração: estudos que tem por objetivo otimizar a instalação de novas usinas geradoras e interligações;
- Planejamento da Expansão da Transmissão: estudos que tem por objetivo otimizar o investimento em novas linhas de transmissão e subestações;
- Planejamento da Expansão de Suporte de Reativos: estudos que tem por objetivo otimizar a instalação de novos compensadores, bancos de capacitores e reatores, entre outros, nas redes de distribuição;
- Planejamento da Expansão da Distribuição: estudos que tem por objetivo otimizar a instalação de novos alimentadores e subestações;

Estes estudos podem, então, ser realizados de forma integrada ou simultânea para o melhor planejamento de todo o sistema elétrico. Contudo, tendo em vista do objetivo desta pesquisa, será detalhado apenas o problema do planejamento da expansão da geração.

O problema do planejamento da expansão da geração do sistema elétrico tem por objetivo se estabelecer uma estratégia de investimento e de construção de usinas geradoras e interligações a fim de atender à demanda de energia de forma econômica e segura [9]. Ele pode ser formulado, de forma simplificada, conforme descrito a seguir.

O problema tem como função objetivo (2.1) minimizar o custo esperado total de operação das usinas existentes no parque gerador somado ao custo de investimento e operação em novas usinas. O problema está sujeito às restrições de investimento (2.2) como, por exemplo, limites de orçamento e limites de datas de instalação das usinas. Sujeito também às restrições de operação (2.3) como balanço de demanda, limites

de geração, limites de intercâmbio, entre outras. Considerando, assim, variáveis binárias de investimento (2.4) e variáveis reais de operação (2.5).

$$\text{Min } z = \sum_{t=1}^T \beta^t \sum_{i=1}^N [c_i x_i^t + d_i y_i^t] \quad (2.1)$$

s.a.

$$A^t x^t \geq b^t \quad t = 1, \dots, T \quad (2.2)$$

$$\sum_{\tau=1}^t E^\tau x^\tau + F^t y^t \geq h_t \quad t = 1, \dots, T \quad (2.3)$$

$$x^t = [x_1^t \ x_2^t \ \dots \ x_N^t]^T \quad x_i^t \in \{0, 1\} \quad (2.4)$$

$$y^t = [y_1^t \ y_2^t \ \dots \ y_N^t]^T \quad y_i^t \in \mathfrak{R} \quad (2.5)$$

Onde,

T : número total de estágios do estudo;

N : número total de usinas candidatas e existentes;

β^t : fator de atualização monetária no estágio t ;

c_i : vetor de custos de investimento;

d_i : vetor de custos de operação;

x^t : vetor de opções de investimento;

y^t : vetor de variáveis de operação;

A^t, E^t, F^t : matrizes de transformação;

b^t, h^t : vetores de recursos;

Verifica-se que este problema pode ser subdividido em dois problemas: problema de investimento e problema da operação. Observa-se ainda que, como as variáveis de investimento (x_t) são variáveis binárias, trata-se de um problema de Programação Linear Inteira Mista (PIM) [18]. Por conta disso, deve contar com algoritmos e heurísticas apropriadas para sua solução.

Devido aos prazos para instalação e operação das novas usinas, para o planejamento da expansão de longo prazo são utilizados, tipicamente, horizontes de estudo entre 20 e 40 anos, conforme apresentado na introdução deste capítulo, trata-se de um estudo de longo prazo.

Por conta deste horizonte de tempo, o subproblema da operação está sujeito á diversas incertezas, como a variabilidade do crescimento de mercado, do custo de combustíveis, da disponibilidade de recursos, entre outras. Em sistemas elétricos que contam com a presença de usinas hidrelétricas em seu parque gerador ainda se está sujeito às incertezas das afluências de vazões, que agregam maior complexidade aos estudos de planejamento [10].

Portanto, como o longo horizonte de tempo e a modelagem com variáveis inteiras conferem grande esforço computacional à solução do problema, alguns modelos, utilizados no planejamento da expansão da geração, consideram certas aproximações necessárias para sua execução [5]:

- Granularidade temporal: nestes estudos de longo prazo, são consideradas discretização anual, ou até quinquenal, do horizonte de tempo;
- Simulação determinística com cenários: em alguns modelos não se leva em consideração, de forma explícita, os fatores aleatórios que afetam o suprimento. A capacidade de atendimento ao mercado de energia (hidrologia, interrupções na geração, variações na demanda, entre outras) é estimada utilizando modelos de simulação para cenários pré-definidos;

Dessa maneira, para melhor avaliação da operação do sistema com relação a estas incertezas, alguns estudos realizam o acoplamento dos modelos de planejamento da expansão da geração com modelos de planejamento da operação. O problema solucionado neste segundo tipo de modelo é apresentado a seguir.

2.2 Problema do Planejamento da Operação

O planejamento da operação do sistema elétrico tem por objetivo se calcular uma política de operação que permite determinar metas de geração, de cada usina do parque gerador, a fim de atender à demanda de energia de forma econômica e segura [18].

O problema do planejamento da operação de sistemas elétricos puramente térmico pode ser formulado, de maneira simplificada, conforme apresentado a seguir.

$$\text{Min } z = \sum_{t=1}^T \beta^t \sum_{i=1}^{Nu} c_i g_i^t \quad (2.6)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{Nu} g_i^t = d^t \quad (2.7)$$

$$g_i^t \leq \bar{g}_i \quad i = 1, \dots, Nu \quad (2.8)$$

$$g_i^t \geq \underline{g}_i \quad i = 1, \dots, Nu \quad (2.9)$$

Onde,

$t = 1, \dots, T$: cada estágio t do estudo;

T : número total de estágios do estudo;

Nu : número de usinas presentes no parque gerador;

β^t : fator de atualização monetária no estágio t ;

c_i : vetor de custos de operação das usinas;

g_i^t : vetor de despacho da usina i do parque gerador no estágio t ;

d^t : vetor de demanda de energia do sistema no estágio t ;

\bar{g}_i e \underline{g}_i : limites máximos e mínimos de geração de cada unidade geradora i .

Este problema tem como função objetivo, em 2.6, minimizar o custo de operação das usinas do parque gerador. O problema está sujeito às restrições de operação, como por exemplo, balanço de demanda (2.7) e limites de geração (2.8 e 2.9), entre outras. Sendo que, por este ser puramente térmico, não considera acoplamento temporal nem espacial.

Diferentemente do problema de expansão da geração apresentado na seção anterior, o problema de planejamento da operação não possui as variáveis inteiras de investimento. Contudo, conforme apresentado na introdução deste capítulo, este problema apresenta maior granularidade temporal e maior nível de detalhamento do sistema elétrico em relação ao problema da expansão [6]. Por conta disso, a solução do problema do planejamento da operação pode apresentar grande nível de complexidade dependendo das características do sistema elétrico.

Conforme mencionado anteriormente, a presença de usinas hidrelétricas (UHE) no sistema elétrico, além das usinas termelétricas (UTE), agrega alto nível de complexidade ao planejamento da operação. Neste caso, o planejamento da operação do sistema elétrico deve levar em consideração o acoplamento temporal, o acoplamento espacial e o comportamento estocástico das usinas hidrelétricas [19].

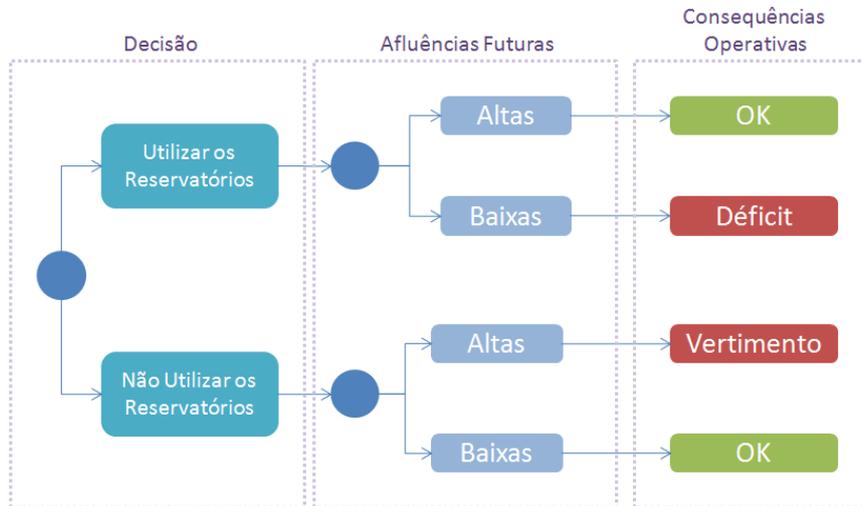


Figura 2.2: Consequências operativas de um sistema hidrotérmico.

De fato, a decisão de geração no presente em uma UHE pode acarretar em vertimento ou esvaziamento dos reservatórios, conforme esquematizado na figura 2.2, dependendo da disponibilidade de água no futuro, levando não só a maiores custos ao consumidor como a possível escassez de energia [20]. Portanto, sistemas hidrotérmicos possuem acoplamento temporal conferido à tomada de decisão.

Além disso, em regiões em que as usinas hidrelétricas encontram-se em uma mesma bacia, usinas em cascata, a decisão de turbinamento ou vertimento de usinas a montante afeta a produção e o nível dos reservatórios das usinas a jusante. Portanto, sistemas hidrotérmicos possuem acoplamento espacial conferido à tomada de decisão.

Ademais, diferentemente dos combustíveis das UTEs, existe grande incerteza na disponibilidade dos recursos para a geração hidrelétrica. Assim, a decisão de operação em sistemas hidrotérmicos depende da previsão de afluências aos reservatórios, conferindo natureza estocástica ao problema.

Portanto, um dos métodos de solução do problema do planejamento da operação em sistemas elétricos hidrotérmicos, é considerar, no presente, uma parcela que represente a consequência futura da decisão. Constroem-se funções que representam o benefício do uso imediato da água e o benefício futuro de seu armazenamento. São construídas a Função de Custo Imediato (FCI) e a Função de Custo Futuro (FCF) [19], ilustradas de forma simplificada na figura 2.3.

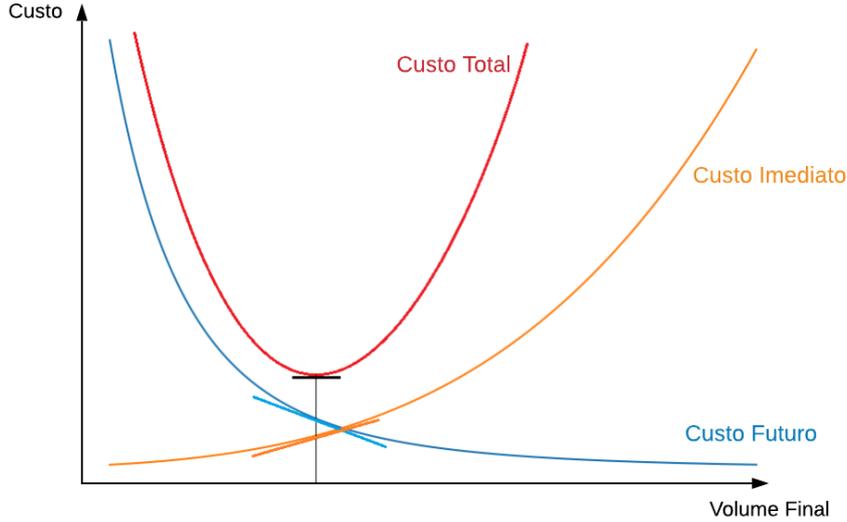


Figura 2.3: Funções de custo total, futuro e imediato.

Vale observar, na figura 2.3, que o eixo y representa o valor do custo, enquanto o eixo x representa o volume final armazenado nos reservatórios. Logo, a FCI mostra o aumento do custo imediato de operação com o crescimento do volume final armazenado, significa que caso os reservatórios mantenham grande volume armazenado, a demanda energética deve ser atendida com UTEs, elevando então os gastos imediatos. Caso os reservatórios terminem com baixo volume armazenado, a demanda energética pode ser atendida por UHEs, diminuindo o custo imediato.

Observa-se que a FCF tem comportamento contrário, onde verifica-se a diminuição do custo de operação com o crescimento do volume nos reservatórios. A decisão de economizar água no presente acarreta no menor uso da geração térmica no futuro, pois a demanda energética poderá ser atendida pela geração hidrelétrica. Enquanto que, caso pouca água seja armazenada, o custo futuro de operação se eleva pois a demanda será atendida por UTEs.

Na figura 2.3 também está representada a curva do custo total de operação: soma dos custos imediato e futuro. Observa-se que, o custo total possui valor mínimo no ponto em que as derivadas, de FCF e FCI em relação ao volume final armazenado, se igualam em módulo [21], conforme representado matematicamente na equação 2.10.

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (2.10)$$

Dessa forma, apesar de não possuir um valor para ser adquirida, como é o caso dos combustíveis em UTEs, a água passa a ter o valor das derivadas parciais de FCF e

FCI representando o custo de oportunidade para ser armazenada ou utilizada. Como consequência, o uso ótimo da água armazenada nos reservatórios é representado pelo ponto de mínimo da curva de custo total.

Pelo exposto, conclui-se que o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos trata de um problema de grande porte e complexo. Como solução, o problema pode ser dividido em etapas encadeadas entre si através da função de custo futuro, que traduz para o modelo da etapa seguinte o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. As etapas podem ser elaboradas da seguinte maneira [21]:

- Médio prazo: até cinco anos com discretização mensal. Possui maior ênfase na representação da estocasticidade das afluições, utilizando-se grande número de cenários de afluições e agrupando-se usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes.
- Curto prazo: até um ano, com discretização semanal. Utiliza os resultados obtidos na análise de longo prazo como seus dados de entrada. Nessa etapa, as usinas hidrelétricas são representadas individualmente; contudo, é utilizado um número reduzido de cenários de afluições.
- Curtíssimo prazo: até um mês, com discretização horária. Utiliza os resultados obtidos na análise de médio prazo como seus dados de entrada. A ênfase está na representação detalhada do parque gerador, considerando a formulação dinâmica de UTEs e representação detalhada das funções de produção das UHEs; contudo, assume-se afluições aos reservatórios conhecidas.

Conforme apresentado no início deste capítulo, esta última etapa descrita é mais utilizada em estudos da programação da operação. Graças a granularidade temporal desta etapa e o nível de detalhamento das unidades geradoras, são consideradas incertezas não observadas nos demais problemas apresentados, como a geração intermitente de novas usinas de fontes de energia renovável.

2.3 Novos Desafios

Assim como a inserção de UHEs agrega complexidade aos planejamentos da expansão da geração e operação dos sistemas elétricos, o surgimento de novas usinas de fontes intermitentes (como eólicas e fotovoltaicas) tem conferido novos desafios aos problemas de planejamento do sistema elétrico [22, 23].

Usinas de fontes eólicas e fotovoltaicas apresentam geração com características intermitentes, agregando incertezas às previsões de geração futuras [24]. Além disso, diferentemente das UHEs com capacidade de regularização nos reservatórios, essas

usinas não podem ser despachadas pelo operador, ou seja, são Usinas Não Controláveis (UNC).

Apesar destas dificuldades, existe um interesse mundial na descarbonização das matrizes energéticas e usinas hidrelétricas, eólicas e solares contribuem neste processo.

De fato, no ano de 1973 a energia hidráulica já era responsável por 20,9% da geração elétrica mundial, correspondendo a 1281,38 TWh, enquanto que as demais energias renováveis participavam com apenas 0,6%, 36,79 TWh [25]. No ano de 2019, os investimentos possibilitaram as seguintes participações de geração mundial: 5,9% de eólicas, 2,8% de solares, 2,2% de biocombustíveis, além de 15,9% de hidrelétricas [26].

A China, os EUA, a Alemanha, o Reino Unido e a Índia foram considerados os grandes investidores no ano de 2011 [1], principalmente em usinas eólicas e solares, e destacam-se hoje como líderes em grande capacidade de geração alcançada com a utilização de fontes limpas [26].

Outras nações investiram em fontes limpas de energia ao longo dos anos, elevando capacidade instalada em usinas eólicas pelo mundo de 486,8GW, no ano de 2016, para 650GW em 2019, distribuídos em 90 países. Os países Espanha, França, Brasil, Dinamarca e Bélgica, destacaram-se pela maior parcela deste aumento da capacidade instalada, além dos países já mencionados anteriormente [27].

Já as usinas solares fotovoltaicas receberam investimentos significativos a partir do ano de 2016. Por conta disso, as usinas solares que possuíam 306GW de capacidade instalada pelo mundo no ano de 2016, avançaram para 627GW de capacidade instalada, superando o investimento em qualquer outro tipo de fonte renovável em 2019. Índia, Alemanha, Japão, Estados Unidos e China são os responsáveis por 73% desta capacidade total instalada no último ano [26].

Seguindo a tendência mundial, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética, propõe a mudança, no Brasil, da participação da fonte eólica de 9% em 2019, com 15 GW de potência instalada, para 17% em 2029, com 39,5 GW de potência instalada. Já a fonte solar que apresentou participação de 1% em 2019, com 2GW de potência instalada, poderá alcançar 4,5% em 2029 (com 10,6 GW de potência instalada). Finalmente, apesar da redução da participação da fonte hidrelétrica, o Brasil continua investindo nessa fonte, passando de 97 GW (60%) em 2019 para 104 GW (44,6%) em 2029 [2].

As subseções seguintes irão apresentar as propriedades de cada um dos tipos de usinas mencionados, de forma a esclarecer as características que podem impactar os estudos de planejamento dos sistemas elétricos.

2.3.1 Usinas Eólicas

Os aerogeradores são compostos por três elementos principais: rotor, eixo e gerador. O rotor é o conjunto de pás e cubo, responsável por capturar a energia do vento. O eixo transfere a energia obtida no rotor para o gerador e este, por sua vez, converte a energia mecânica da rotação em energia elétrica [28].

Vale destacar que o recurso utilizado nas turbinas eólicas, o vento, é provocado pelo movimento de massas de ar proveniente do gradiente de pressão ocasionado pelo aquecimento desigual da superfície da terra; além disso, o vento pode ser influenciado por mecanismos que envolvem a rotação da Terra, os efeitos físicos das montanhas e a rugosidade dos terrenos [29].

Como a geração elétrica pelo aerogerador depende principalmente do regime de vento, as turbinas eólicas devem ser projetadas de acordo com as condições a que serão sujeitas, ou seja, de acordo com a localidade onde serão instaladas. O projeto deve ser elaborado de forma a compreender os esforços aos quais os aerogeradores estarão sujeitos durante a vida útil, tendo em vista as altas velocidades dos ventos e a presença de turbulências [30].

Além dessas complicações, a produção do parque eólico sofre reduções em qualquer momento do dia. Isso significa que a variabilidade do vento impede a geração igual à capacidade instalada disponível a todo momento, dependendo da presença e velocidade momentânea do recurso [30]. Com a inserção desse tipo de geração intermitente no atendimento da demanda do sistema elétrico, surgem problemas de estabilidade e de garantia de abastecimento, com a possibilidade de comprometimento da confiabilidade do sistema [19].

Objetivando evitar transtornos para o sistema elétrico devido à natureza não controlável desse recurso, podem ser realizados alguns procedimentos, não triviais, que auxiliam a integração das fontes intermitentes. São necessários estudos sobre a previsão do recurso com maior grau de certeza, além de estudos para o armazenamento de energia, gestão de demanda e sua flexibilidade, mudança da operação das usinas já existentes e também a ampliação da transmissão [30].

2.3.2 Usinas Solares

Diferentemente das usinas de outras fontes intermitentes, a energia solar não depende do movimento rotacional de uma turbina para geração elétrica; na verdade, ela se vale do movimento de elétrons que geram uma corrente [31].

Os painéis solares são compostos por células de um material semicondutor que, ao serem expostas a fótons, proporcionam o aparecimento de um campo elétrico, o qual acelera elétrons e causa uma diferença de potencial nos extremos da estrutura. Esse fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico. Ao conectar os extremos através

de um condutor, ocorre o surgimento de uma corrente contínua que, com a utilização de um inversor, pode ser transformada em corrente alternada e ligada à rede [31].

Por este motivo, os painéis solares são muito sensíveis à incidência de irradiação solar. Portanto, para sua instalação, buscam-se grandes áreas livres de vegetação para o aproveitamento solar. Os painéis solares também possuem a possibilidade, no caso da geração distribuída, de serem instalados em prédios de áreas urbanas como cobertura de estádios, estacionamentos, telhados e fachadas. Além de aproveitar essas regiões, esse tipo de instalação evita impactos provenientes da ampliação da rede de transmissão, assim como as perdas elétricas associadas [32].

Por depender diretamente dos fótons da radiação solar durante todo o tempo, a mínima variação da incidência dos raios sobre a área da placa solar, como o surgimento de nuvens, altera a geração fotovoltaica. Em dias nublados, por exemplo, notam-se variações de potência de 50% em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e de 70% em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos, variabilidade muito maior que a observada em usinas eólicas, por estas possuírem inércia [33].

Para evitar a violação dos padrões de variação de tensão e frequência da rede, atendendo à demanda, as centrais fotovoltaicas devem ser munidas de uma geração de *back up* capaz de prevenir as oscilações. Além disso, a inserção em larga escala desse tipo de fonte na rede modifica o comportamento desta, com a necessidade de maior atuação dos equipamentos de controle e proteção e a diminuição de a sua vida útil [34].

Assim como para usinas eólicas, existem estudos e medidas a serem tomadas que podem amenizar o efeito da variação da geração, como: estudos para previsão da disponibilidade de recursos para geração, aumento da rede de transmissão, desenvolvimento de alternativas para armazenamento da energia gerada, implementação de geradores hidrelétricos e térmicos mais flexíveis para acomodar a geração variável das plantas fotovoltaicas [35].

2.4 Revisão Bibliográfica

Conforme verificado na seção 2.1, o planejamento da expansão trata-se de um problema que normalmente lida com variações e fontes de incertezas, contudo a inserção de usinas com fontes intermitentes de energia incorporou desafios ainda maiores à solução do problema de planejamento de expansão [4].

De fato, o comportamento intermitente das usinas solares e fotovoltaicas afeta o desempenho das demais usinas presentes no parque gerador, podendo impactar a segurança do atendimento à demanda [36]. Em vista disso, torna-se ainda mais necessário um planejamento da expansão do parque gerador apropriado para obstáculos futuros.

Os modelos atuais de planejamento da expansão não foram elaborados com a capacidade de acessar todos os aspectos em que as fontes de energia intermitentes podem impactar a operação e a segurança do sistema elétrico. Portanto, para os planejamentos de longo e de médio prazo, pesquisas vêm sendo elaboradas com o objetivo de desenvolver ferramentas e metodologias capazes de integrar essas novas fontes aos modelos de planejamento [4].

De acordo com o relatório publicado pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA), no qual foram analisadas diversas pesquisas que buscaram representar as fontes de energia intermitentes nos modelos de planejamento, foram observadas algumas metodologias de melhor desempenho para o caso da expansão da geração [4]:

- Aumento na granularidade do horizonte de tempo: geralmente, em estudos de planejamento de longo prazo, a discretização do tempo é menor, por conta do custo computacional e, por isso, o impacto da geração de fontes intermitentes fica oculto. Portanto, alguns estudos aumentaram a discretização do tempo com o objetivo de representar melhor tais impactos;
- Melhor representação do espaço de tempo: por conta do custo computacional, ao invés de discretizar mais o horizonte de tempo, alguns estudos optaram por representar melhor a variação diária e sazonal da geração de fontes intermitentes através de curvas típicas, revelando melhor a correlação entre demanda e geração;
- Implementação de restrições de flexibilidade: de acordo com [37], flexibilidade de um sistema elétrico trata-se da capacidade do sistema de ajustar o balanço de geração e consumo de acordo com a variabilidade esperada ou não. Conforme esperado, a inserção de fontes intermitentes de energia tem exigido maior flexibilidade de sistemas elétricos, por isso alguns estudos buscam suprir essa demanda, inserindo restrições de flexibilidade aos problemas de planejamento, limites de tempo mínimo de UTEs ligadas/desligadas, exigências de rampa, composição mínima de usinas despacháveis, equipamentos de armazenamentos, entre outros.
- Validação de balanço de flexibilidade: em adição às restrições de flexibilidade, algumas pesquisas ainda buscam ferramentas de validação, métricas, que avaliam se o planejamento de expansão da geração ofereceu flexibilidade suficiente para o sistema.
- Acoplamento com modelos de planejamento de curto prazo: por fim, tendo sido classificado pela IRENA um dos métodos de maior complexidade, alguns

estudos validam o planejamento de longo prazo com estudos da operação de curto prazo e até mesmo o corrigem, denominado o método como *soft-linking* [6]. Dessa maneira, a operação de curto prazo soluciona o problema da flexibilidade, sugerindo planos de investimento para o planejamento da expansão.

Além dos estudos apresentados no relatório da IRENA, alguns outros artigos se destacaram e serão divididos na tabela 2.1 segundo a classificação apresentada acima.

Tabela 2.1: Divisão das metodologias analisadas

Metodologia	Pesquisa
Maior granularidade do horizonte de tempo	[38]
Melhor representação do espaço de tempo	[39], [40], [41], [42], [43], [44], [45], [46]
Implementação de restrições de flexibilidade	[38], [40], [42], [44], [45], [46], [47], [48], [49]
Validação de balanço de flexibilidade	[44], [45], [50], [51]
Acoplamento com modelos de planejamento de curto-prazo	[52], [53], [54], [55], [56], [57]

É interessante notar que, de acordo com o relatório [4], foi verificado que o aumento da discretização temporal, por si só, não necessariamente melhora a representação das fontes de energia intermitentes no problema de planejamento. Por isso, algumas pesquisas, como [38], optaram por implementar além da discretização temporal, restrições de flexibilidade para observar melhor os impactos das fontes intermitentes.

Por conta do custo computacional da pesquisa [38] ainda ter se mostrado considerável, os estudos tendem a se voltar mais para o segundo tipo de metodologia: elaboração de curvas temporais que representem melhor as características de produção e de demanda.

Dentre as pesquisas desta segunda classificação, a [39] se destacou por desenvolver uma das metodologias mais distintas para representação do espaço de tempo. As pesquisas [40], [41], [42] e [46] buscaram representar o espaço de tempo por seleção ótima de dias típicos de geração de usinas eólicas ou estatísticas baseadas em gerações históricas para obtenção de curvas para produções futuras, mas em [39] optou-se por formar estados que relacionavam níveis de geração com níveis de demanda e por calcular a taxa de transição entre estes estados.

Apesar de ter apresentado bons resultados, em [39] considerou-se um pequeno caso teste, sem nenhuma UHE no parque gerador e sem a adição de restrições de flexibilidade no problema, enquanto que [40] e [42], além da representação das curvas de geração típicas, foram baseadas em casos reais de países europeus, com a presença de UHEs e com a adição de restrições de rampa e de limite de reserva. Esses dois artigos compararam diferentes modelos desenvolvidos, tendo em foco o tempo computacional de execução de cada um e a avaliação de maneiras ótimas para previsão de reservas futuras.

Vale também destacar o estudo [43] que, além de ter utilizado dados históricos reais da Grã-Bretanha e de ter considerado horizonte de simulação de 10 anos, manteve o foco nos métodos de obtenção das curvas típicas de geração de fontes renováveis com variações inter-anuais: *downsampling*, clusterização e heurísticas. Este artigo sugere que o método apropriado para cálculo das curvas típicas depende das configurações do sistema a ser planejado, especialmente na presença de grande quantidade de geração intermitente. O estudo ainda propõe estudos futuros para melhor integrar a característica da geração das fontes intermitentes nos estudos de planejamento a fim de garantir energia segura e acessível.

Os artigos [44] e [45] foram desenvolvidos pela mesma equipe de pesquisadores e sendo o segundo a continuidade do primeiro, portanto utiliza-se a mesma metodologia para obtenção da curva de geração típica. Foram elaboradas curvas de carga semanais e sazonais, ou seja, cada estação do ano foi resumida em uma semana, dividida em horas, com as características típicas de carga para cada estação. Como a simulação do planejamento leva em conta o período completo de todas as estações do ano, uma seguida da outra, utilizou-se a adição de variáveis de decisão para cada início de semana para que houvesse um vínculo entre elas.

Além disso, essas duas pesquisas se distinguiram por considerar o nível de flexibilidade como critério de otimização do planejamento. Ou seja, durante o processo de simulação, foram adicionadas restrições de flexibilidade e o nível de flexibilidade foi avaliado para convergência ótima. Dessa forma, conforme observado na tabela 2.1, esses dois artigos foram alocados em três das classificações.

Principalmente, nesses dois estudos, foi interessante notar como a abordagem da adição de restrições de flexibilidade colaborou para melhor representação das curvas típicas de demanda. E, apesar de terem apresentado resultados satisfatórios, as simulações foram realizadas em cima de casos testes do IEEE RTS 96, apenas com UTEs presentes no parque gerador inicial. Os estudos [47], [48] e [49], além de considerarem as mesmas restrições de flexibilidade de [44] e [45], realizaram seus estudos em casos reais em territórios europeus e americanos.

Observa-se pela tabela 2.1 que uma das práticas mais observadas na representação de fontes renováveis intermitentes no planejamento da expansão de sistemas

elétricos está na adição de restrições de flexibilidade. De fato, muitos dos estudos presentes na segunda classificação, mencionados anteriormente, também estão presentes na terceira classificação.

Existem, porém, aqueles estudos que, considerando as séries temporais completas e menos discretizadas, mantiveram o foco na melhor maneira de tratar as restrições de flexibilidade, como [47], [48] e [49]. Nestas pesquisas, assim como nas anteriores, foram consideradas as restrições: limite de tempo de rampa dos geradores térmicos, limites de número de partidas e desligamento e limites de tempo de operação.

Vale salientar que [48] propôs uma maneira de clusterizar as restrições para grupos de geradores de características semelhantes com o objetivo de melhorar o tempo computacional, enquanto [49] propôs um método de solução utilizando geração de colunas para o problema de planejamento.

Ainda se constata uma restrição no problema que não foi observada nos outros: limite de geração por fontes intermitentes. Neste caso, a geração desse tipo de fonte é limitada pelo número de unidades geradoras presentes no parque gerador, assim como recursos renováveis disponíveis para cada período do estudo. Para atingir este nível de complexidade, foi necessário se comprometer em outros aspectos: o sistema simulado não possui restrições de transmissão, ou seja, foi utilizado um sistema barra única e o parque gerador inicial só possuía geradores térmicos.

Além desse tipo de restrição operativa, existem métricas que estão relacionadas com a flexibilidade do sistema. Como já foi mencionado, as pesquisas [44] e [45] utilizam essas medidas para atingir o planejamento ótimo do sistema. Existem pesquisas, porém, que se concentram na melhor maneira de obter estas métricas, a fim de melhor analisar o sistema, como em [50] e [51].

Em [50], é discutida a importância de um sistema elétrico flexível e o modo como os fabricantes de geradores estão empenhando-se em desenvolver máquinas com tempo de rampa menor para suprir o déficit de geração proveniente das fontes intermitentes. Nesse artigo, são discutidas as métricas utilizadas atualmente para avaliação do nível de flexibilidade, como "*Loss of Load Expectation*" (LOLE), e métricas que estão sendo desenvolvidas, como "*Insufficient Ramping Resource Expectation*" (IRRE). Ainda é defendido que as novas métricas, por serem incipientes, fornecem um cálculo apenas inicial para a flexibilidade do sistema, mas que estudos futuros serão elaborados para ter melhor acesso a mais características da flexibilidade do parque gerador.

Em [51], foram sugeridas novas métricas adaptadas das estatísticas tradicionais, como LOLE, "*Expected Power not Supplied*" (EPNS) e "*Loss of Load Frequency*" (LOLF), tais que cada uma destas medidas foram divididas entre valores seguros e limítrofes, dependendo do nível de reserva de geração restante. Nesta pesquisa, objetivou-se determinar o nível de reserva girante e não girante de que se deve dispor

para a operação de um parque gerador com grande penetração de fontes intermitentes. Para isso, o artigo propõe modelos e ferramentas baseadas na simulação de Monte Carlo cronológica do caso teste do IEEE RTS 96.

Por fim, a última classificação da tabela 2.1 é indicada, em [4], como a solução preferida nas pesquisas realizadas em diversos locais, principalmente em países europeus. Sua aplicação requer alto nível de recursos computacionais e de dados, tendo sido implementada por enquanto apenas como pesquisa.

Nessa metodologia, estrutura-se um acoplamento entre o modelo de planejamento de expansão de longo prazo e um modelo de planejamento de operação de curto prazo a fim de traduzir a necessidade de flexibilidade do sistema na operação para o planejamento da expansão. Dessa maneira, o modelo de operação é utilizado para validar, ou até mesmo corrigir, o planejamento do modelo de expansão.

Na maioria dos casos, a metodologia é unidirecional: o modelo de expansão sugere um cronograma de construção de usinas e o modelo de operação valida o planejamento proposto em um horizonte de tempo mais discretizado, ou seja, com uma sensibilidade maior às intermitências da geração. Essa metodologia se mostrou específica para certos sistemas.

Em vista disso, outras metodologias de acoplamento se baseiam em um processo iterativo no qual a simulação do modelo de operação fornece um *feedback* ao modelo de expansão para corrigir as inconsistências no planejamento da expansão. Foi apresentado ainda que essa correção pode ser realizada através de restrições adicionadas no modelo da expansão, que traduzem os impactos técnicos e econômicos das fontes intermitentes, como restrições de flexibilidade. Portanto, essa metodologia (chamada de bidirecional) foi considerada mais sofisticada do que a unidirecional.

Esse acoplamento entre modelos de longo e de curto prazo foi nomeado como *soft-linking*, e o relatório [4] traz alguns exemplos, dentre os quais se destacaram, para este estudo, as pesquisas [52] e [53].

Em [52], é desenvolvida um *soft-linking* unidirecional, utilizando-se os modelos TIMES [58] e PLEXOS [12]. Com o objetivo de observar o impacto da geração de fontes intermitentes no sistema, o estudo analisou a confiabilidade e a flexibilidade do sistema, assim como a emissão de CO_2 .

O interessante dessa pesquisa foi que, apesar de se ter utilizado o horizonte de tempo de apenas um ano, o caso simulado foi o sistema elétrico irlandês real, com a presença de usinas termelétricas, hidrelétricas e eólicas no parque gerador. Além disso, foram simulados cinco casos diferentes, nos quais se consideraram, em cada um deles, um tipo de restrição de flexibilidade diferente, deixando evidente o efeito de cada uma delas no planejamento da operação.

Chegou-se à conclusão de que apenas a simulação do TIMES resultou no planejamento de equipamentos flexíveis insuficientes, como baterias, termoelétricas de

ciclo simples e usinas hidrelétricas reversíveis, quando comparada com os resultados do PLEXOS. Ainda, a simulação do TIMES esperava geração eólica maior do que a simulada pelo PLEXOS e uma emissão de CO_2 menor. Então, esse estudo mostrou a vantagem desse tipo de metodologia para a melhor análise do planejamento e para a obtenção de conhecimentos dos verdadeiros impactos da geração de fontes intermitentes.

Em [53], a metodologia de *soft-linking* foi implementada com o *feedback* para o modelo de expansão através da inclusão de novas restrições de investimento. Nesse caso, também foi utilizado o modelo TIMES para o planejamento da expansão de longo prazo, acoplado ao modelo EnergyPlan [13] para o planejamento de curto prazo.

Já que o principal objetivo da pesquisa foi reduzir a emissão de CO_2 , esta utilizou como critério de convergência determinar se a capacidade instalada das fontes de energia intermitentes foi capaz de produzir pelo menos 90% do valor esperado no ano. Caso não tenha sido atendido, são adicionadas restrições de capacidade instalada, que maximizem a geração da energia renovável, no problema do TIMES. Além disso, para o processo iterativo, foi utilizado o sistema real português, no horizonte temporal de 2005 a 2050.

Concluiu-se que a metodologia proposta forneceu grandes impactos em cenários de baixa capacidade de armazenamento de energia, principalmente com grande variedade de fontes de energia. Mostrou-se ainda a importância dessa implementação e de suas possibilidades de aplicação para diferentes tecnologias, fornecendo esclarecimentos sobre o comportamento do sistema para elaboração de estratégias de planejamento.

Além destas, a pesquisa [6] também destaca as metodologias propostas em [54], [55], [56] e [57] que utilizam *soft-link*. A pesquisa [54] utilizou a metodologia de *soft-link*, com diferentes cenários de geração futura, para averiguar a segurança do sistema elétrico italiano.

De maneira similar, em [55], desenvolveu-se uma metodologia de *soft-link* entre um modelo de otimização de planejamento de longo prazo com um modelo de simulação horária. A pesquisa utilizou como caso de estudo o sistema elétrico da Holanda e buscou investigar a operação do sistema elétrico avaliando o nível de flexibilidade do sistema para o parque gerador existente e futuro (anos de 2030 e 2050).

Vale destacar que a pesquisa desenvolvida em [56] também utilizou uma metodologia de *soft-link* entre modelos de longo e curto prazo para o sistema elétrico do Reino Unido. Contudo, diferentemente das demais pesquisas, esta avaliou a operação futura de fonte de energia das ondas e mares. Nesta pesquisa, buscou-se otimizar a localização de tais usinas, destacando a necessidade e fontes de geração convencionais e tecnologias de armazenamento.

Em [57] a metodologia de *soft-link* utilizou novos modelos de planejamento e foi aplicada ao sistema elétrico europeu. Esta teve como objetivo demonstrar a importância de tecnologias de armazenamento para a operação do sistema elétrico na presença de fontes intermitentes de energia. Foram representadas diferentes tecnologias de armazenamento e interligação entre os sistemas elétricos para avaliação da flexibilidade do sistema.

Em resumo, as pesquisas estudadas apresentaram metodologias capazes de representar adequadamente grandes incertezas e intermitências de fontes de energia intermitentes, em sua maioria de usinas eólicas, no planejamento da expansão da geração. De fato, de todas as pesquisas citadas, apenas seis consideraram, além de usinas eólicas, outras fontes de energia intermitentes nos parques simulados.

Também com relação aos parques geradores utilizados nas pesquisas, apenas 12 dos 20 artigos realizou simulações com casos reais do sistema elétrico de países europeus. Dentre esses, apenas três consideraram a geração de UHEs, além das UTEs. Conseqüentemente, muitas das pesquisas, desenvolvidas até a atualidade, não abordaram as incertezas nas vazões de usinas hidrelétricas, que agregam complexidade ao planejamento do sistema elétrico.

2.5 Processo de Planejamento no Brasil

Inicialmente composto de núcleos de geração isolados, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por crises energéticas que apontaram a necessidade da interligação entre os maiores polos consumidores, Sudeste e Sul. Com isso, iniciou-se o desenvolvimento da rede de transmissão brasileira, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Atualmente, o SIN é um sistema de grande porte composto por uma extensa malha de transmissão que conecta os produtores de energia aos centros consumidores. Esta produção de energia do SIN é formada, principalmente, por usinas hidrelétricas, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país, usinas eólicas, recentemente instaladas nas regiões Nordeste e Sul, e usinas termelétricas, geralmente localizadas próximas aos centros de carga [59].

Graças a grande rede de transmissão, como pode ser observada na figura 2.4, o SIN conta com o intercâmbio de energia entre as diferentes regiões do país que permite explorar a diversidade entre os regimes de ventos e regimes hidrológicos das bacias e, com isso, garantir o atendimento do mercado de forma segura e econômica.

Devido à complexidade da coordenação do despacho da geração e transmissão do sistema, a operação do SIN foi liderada inicialmente pela ELETROBRÁS [61], tendo este modelo perdurado até meados da década de 90.

- EPE: vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), desenvolve estudos e pesquisas necessários para o planejamento da expansão do setor elétrico [65].

As subseções seguintes apresentam como as instituições mencionadas realizam o processo de planejamento do sistema brasileiro atualmente, assim como seus principais estudos publicados.

2.5.1 Planejamento da Expansão do SIN

Conforme apresentado, cabe à EPE, vinculada ao MME, desenvolver estudos e pesquisas necessários para o planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro.

Tendo em vista os resultados dos estudos, a EPE publica periodicamente o Plano Nacional de Energia (PNE) com o planejamento de longo prazo (30 anos) do setor energético do país, assim como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que se trata do planejamento de curto prazo (10 anos) com indicação das perspectivas da expansão futura do setor de energia.

Na sua última versão, o plano da expansão da geração do SIN, publicado no PDE 2029 [2], foi definido através de um processo iterativo envolvendo um modelo de otimização de planejamento da expansão, o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) desenvolvido pela EPE [66], e um modelo de otimização de planejamento da operação, modelo NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [14], este último modelo será detalhado no próximo capítulo.

O modelo MDI tem por objetivo minimizar o custo total de investimento e operação do SIN, sujeito às restrições operativas de atendimento à demanda de energia e a demanda máxima de potência instantânea.

Além das dificuldades inerentes ao problema de planejamento apresentados no início do capítulo, a dimensão do SIN confere complexidade ao seu planejamento de expansão da geração devido ao porte dos sistemas regionais e a suas possibilidades de interligação. Graças à predominância de UHEs em seu parque gerador, são adicionadas diversas fontes de incerteza como a variação hidrológica e os prazos de construção das novas unidades, entre outras, que podem vir a afetar a solução do problema de planejamento [10].

Portanto, o processo de planejamento da expansão da geração do SIN é realizado em etapas envolvendo o modelo NEWAVE, este processo é apresentado em detalhes no relatório do PDE 2029 [2].

Neste processo, o modelo MDI calcula o custo marginal de expansão (CME) do SIN, enquanto que o modelo NEWAVE tem como resultado o custo marginal de operação (CMO) do SIN. O custo marginal representa a relação entre o acréscimo no custo total, de expansão ou operação, do sistema de geração, necessário para suprir um incremento na demanda de energia.

Este processo iterativo leva em consideração a critério de suprimento da Resolução CNPE 9/2008 ¹[67], utilizada no PDE 2029, de igualdade entre CME e CMO . Com isso, o PDE avalia o atendimento à demanda de energia e fornece um indicativo de composição ótima da oferta e o papel esperado das tecnologias no futuro.

Contudo, esta metodologia utilizada no planejamento da expansão da geração do SIN ainda não utiliza como critério de convergência os requisitos de flexibilidade operativa do sistema. Graças à crescente expansão das fontes não controláveis, usinas eólicas e solares, torna-se cada vez mais necessária o monitoramento dos requisitos de flexibilidade operativa do sistema, conforme apresentado em algumas pesquisas da seção anterior.

Portanto, o último PDE publicado [2], apresenta, pela primeira vez, uma avaliação da flexibilidade operativa do SIN com o cronograma de expansão proposto no relatório. Para isso, utilizou-se diferentes amostras de curvas de demanda e de geração de fontes não controláveis, estimando cargas líquidas probabilísticas. Com a avaliação deste perfil de distribuição de rampa de carga pode-se verificar o quanto a introdução das fontes intermitentes, nos cronogramas de expansão, altera os requisitos de flexibilidade operativa do sistema.

2.5.2 Planejamento da Operação do SIN

Conforme indicado anteriormente, é responsabilidade do ONS estabelecer estratégias de operação que produzam metas de geração a fim de minimizar o custo total de operação, mantendo a segurança elétrica e energética do sistema, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

O ONS publica anualmente no Plano de Operação Energética (PEN) [69]. O estudo do PEN avalia condições de atendimento ao consumo de energia elétrica do ponto de vista da segurança energética e, para isso, utiliza um horizonte de tempo de cinco anos.

Como o Brasil conta com um sistema hidrotérmico, apresenta as dificuldades no planejamento da operação conforme descrito na seção 2.2. Para desenvolvimento do estudo do PEN, o ONS conta com o auxílio do modelo computacional que constrói a função de custo futuro, conforme descrito na seção 2.2. Trata-se do modelo NEWAVE, também utilizado na elaboração do PDE (mencionado anteriormente), que terá sua programação básica descrita no próximo capítulo.

A fim de garantir a segurança da operação do SIN, o PEN pode recomendar estudos de expansão, como antecipação ou implementação de novas usinas geradoras ou linhas de transmissão, de acordo com o resultado da avaliação da primeira etapa

¹A Resolução CNPE 9/2008 foi revogada em 12 de dezembro de 2019 (após a elaboração do PDE 2029) quando foram estabelecidos novos critérios de suprimento de energia e potência na Resolução CNPE 29/2019 [68]

do estudo.

De fato, para elaboração do PEN, o horizonte de estudo de cinco anos é dividido em duas etapas: primeira etapa composta pelos dois primeiros anos, na qual se avalia a segurança no atendimento à carga em vista das condições hidrológicas, e a segunda etapa composta pelos três últimos anos, na qual se avalia a adequação da expansão da geração e transmissão no atendimento à demanda [70].

Na primeira etapa, são determinadas medidas operativas de curto prazo a fim de proteger o sistema contra severidades das condições hidrológicas (estações secas e chuvosas) a fim de garantir a segurança no atendimento. Nestes dois primeiros anos são avaliados a evolução dos armazenamentos do SIN e os requisitos de energias naturais afluentes para atingir os níveis de segurança operativos.

Na segunda etapa, são avaliados indicadores, como risco de déficit e custo marginal de operação, de desempenho do SIN através de análises estruturais com cenários sintéticos e com registro histórico de energias naturais afluentes, utilizando o modelo NEWAVE.

Além disso, o ONS publica mensalmente o Programa Mensal de Operação Energética (PMO) [71]. O estudo de PMO tem por objetivo estabelecer políticas de geração térmica e intercâmbios entre as regiões do SIN e assim fornecer metas e diretrizes de operação a serem seguidas pela Programação Diária de Operação Eletroenergética e pela Operação em Tempo Real.

Dessa maneira, o estudo de planejamento da operação do SIN contribui para o despacho ótimo das usinas tendo em vista as condições hidrológicas e, através do gerenciamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, garante o atendimento seguro e econômico do mercado de energia.

Capítulo 3

Proposta Metodológica

Este capítulo tem por objetivo detalhar a metodologia implementada no estudo, assim como as ferramentas utilizadas para suas simulações. Para isso, o capítulo foi dividido em cinco seções.

Na primeira seção é descrita a estrutura geral da proposta metodológica. Na segunda, serão descritos os princípios básicos e as utilizações de quatro modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL, no Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA), utilizados para as simulações do caso de estudo desta pesquisa.

Na terceira seção, serão apresentadas as rotinas complementares implementadas para o auxiliar no encadeamento dos modelos, conforme apresentado na estrutura final da proposta metodológica na quarta seção. Esta proposta metodológica se baseia nos estudos realizados na área e abordados no capítulo anterior, para o caso do SIN. Portanto, na quinta seção, serão apresentadas inovações desta metodologia em relação à literatura.

3.1 Estrutura Geral da Proposta

Para desenvolver um planejamento da expansão da geração considerando as características de forte incerteza e intermitência das novas fontes renováveis este estudo propõe implementar uma metodologia análoga àquela descrita no capítulo anterior (seção 2.4) como *soft-linking* bidirecional.

A estrutura geral da proposta metodológica é representada na figura 3.1. Pode-se observar que trata-se do encadeamento de um modelo de planejamento da expansão, um modelo de planejamento da operação de médio prazo e um modelo da programação da operação de curto prazo. A estrutura pode ser dividida em dois processos iterativos intermediários e um processo iterativo final.

O primeiro processo iterativo intermediário busca corrigir o plano de expansão de acordo com um critério de segurança do atendimento à demanda na operação

de médio prazo. Caso a operação do parque gerador expandido não atenda aos critérios, utiliza-se a heurística de aumento da demanda de energia, da entrada de dados do modelo de expansão, para forçar que o modelo calcule maior expansão para o sistema. O processo se repete até que os critérios sejam atendidos.

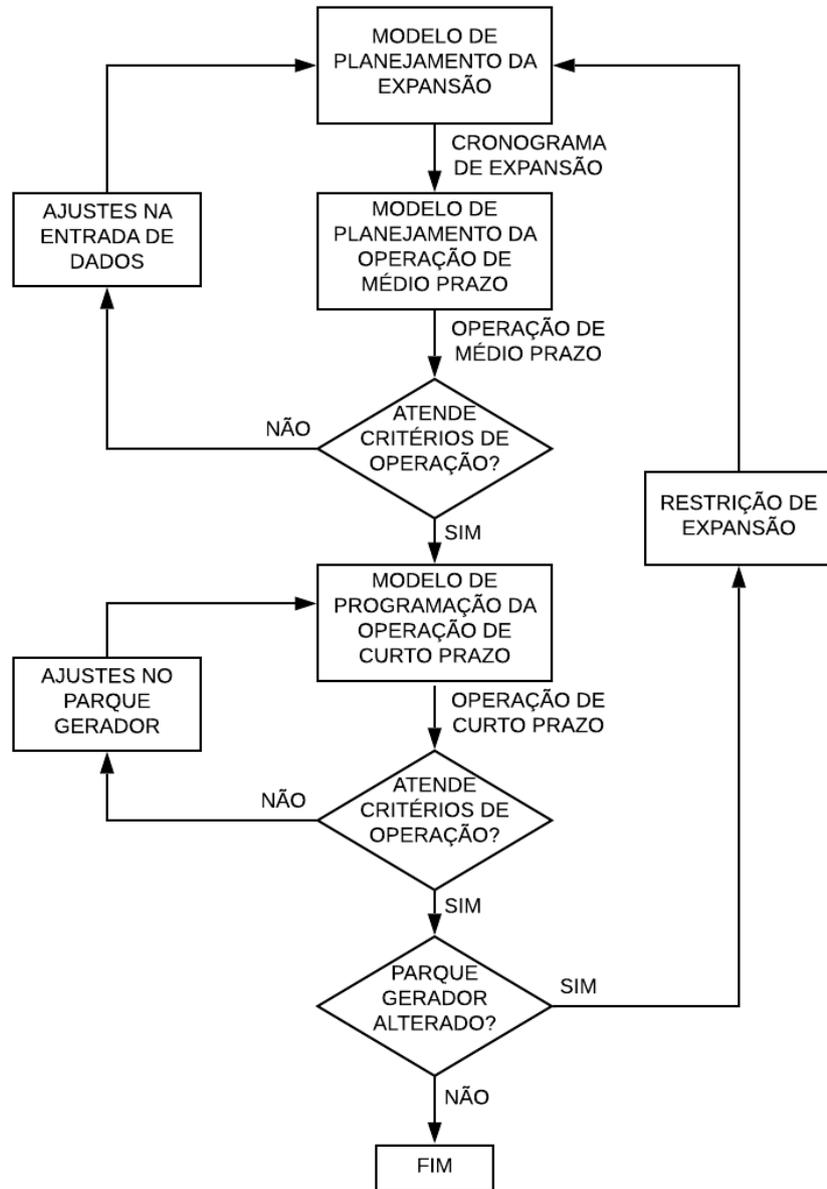


Figura 3.1: Fluxograma representativo da metodologia proposta.

O segundo processo iterativo intermediário busca validar, e aprimorar para o curto prazo, o plano de expansão segundo o critério de atendimento à demanda no curto prazo. Caso a operação do sistema não atenda aos critérios, são acrescentadas usinas termelétricas e linhas de transmissão, na entrada de dados do modelo de curto prazo, até que a operação atenda aos critérios.

Como os modelos utilizam diferentes discretizações temporais e nível de detalhamento do sistema em suas simulações, o modelo de planejamento da operação

de médio prazo é capaz de identificar maiores flutuações de demanda de energia e geração do que o modelo de expansão. Assim como o modelo de programação da operação de curto prazo é capaz de identificar melhor a intermitência da geração de fontes intermitentes, e suas consequências, do que o modelo de operação de médio prazo.

O processo iterativo final busca considerar o mínimo custo na escolhas das novas tecnologias adicionadas ao modelo de programação da operação de curto prazo. Caso a avaliação do critério de curto prazo tenha resultado em ajustes no sistema elétrico (adição de usinas termelétricas ou linhas de transmissão), o processo retorna ao modelo de planejamento da expansão com restrições de expansão mínima obrigatória considerando o portfólio de empreendimentos adicionados. Com isso, todo o encadeamento dos modelos é executado novamente, até que o critério da operação de curto prazo seja atendido sem a necessidade de ajustes no sistema.

Dessa maneira, o cronograma de expansão da geração garante segurança no atendimento à demanda, ao ser aprimorado conforme a avaliação da operação do sistema no médio e curto prazo, além de mínimo custo de investimento, ao ser reavaliado pelo modelo do planejamento da expansão.

Como pretendia-se avaliar o sistema real do parque gerador brasileiro como caso de estudo, e conseqüentemente, um estudo de grande porte, a proposta metodológica descrita utilizou os modelos computacionais nacionais detalhados a seguir.

3.2 Modelos Computacionais Utilizados

Esta seção irá abordar modelos de planejamento da expansão de longo prazo (MELP), planejamento da operação de médio prazo (NEWAVE) e programação da operação (DESSEM) desenvolvidos pelo CEPEL. Vale ressaltar que estes modelos computacionais, utilizados nesta dissertação, são de propriedade do CEPEL e foram executados na infraestrutura de tecnologia deste centro de pesquisas.

Nos modelos de planejamento de longo e médio prazo, a demanda de energia do mercado é agrupada em conjuntos denominados subsistemas, por exemplo, Sudeste, Sul, Norte e Nordeste, além de alguns outros conjuntos, dependendo do estudo desenvolvido.

Além disso, a geração das fontes intermitentes, usinas eólicas e usinas fotovoltaicas, é somada à geração de outras usinas não despachadas centralizadamente, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Pequenas Centrais Termelétricas (PCT), e definida como geração de pequenas usinas; nos modelos de planejamento de longo e médio prazo, descritos abaixo, a geração de pequenas usinas é tratada como um mercado negativo de energia, sendo subtraído da demanda bruta total. Dessa forma, é utilizado um mercado líquido de energia, por subsistema, para os cálculos de cada

programa.

Por fim, vale salientar que em estudos energéticos de médio e de longo prazo, são representados apenas os troncos de interligação entre os subsistemas formulados matematicamente como um modelo de transporte, não são representadas as linhas de transmissão internas aos subsistemas.

Já no modelo de programação da operação de curto prazo, a demanda é apresentada por barra do sistema elétrico, a geração das usinas eólicas e solares são representadas individualmente e é permitida a representação mais detalhada da rede de transmissão, formulada matematicamente como um modelo de fluxo em corrente contínua.

3.2.1 Modelo MELP

Tendo sido utilizado nos estudos de planejamento associados ao Plano Nacional de Energia 2030 [72], o Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP) busca solucionar um problema de Programação Linear Inteira Mista de forma a determinar um plano de expansão que garanta o atendimento à crescente demanda de mercado de forma econômica e segura [10].

Devido às dimensões do sistema elétrico brasileiro e a predominância de UHEs no parque gerador, as incertezas relacionadas às suas afluições devem ser consideradas de forma simplificada, caso contrário exigiria grande esforço computacional. Dessa maneira, o modelo MELP trata de um problema determinístico, onde adotou-se a representação das afluições por cenários hidrológicos médio e crítico para a análise da operação, conforme proposto em [73].

No cenário médio, a geração das UHEs é limitada ao longo do ano pela geração média desta usina considerando sua série histórica de vazão, enquanto que no cenário hidrológico crítico, a geração é limitada ao longo do ano por seu valor de energia firme. No cenário médio faz-se a avaliação econômica do cronograma de expansão, com o cenário crítico avalia-se a confiabilidade do sistema, no sentido de que caso ocorra um período crítico o sistema terá capacidade instalada para evitar a ocorrência de déficit.

No caso das UTEs, sua geração é limitada de acordo com o fator de participação da usina para cada tipo de cenário hidrológico, e o fator de participação é calculado segundo a probabilidade de operação da usina em sua potência máxima para cada uma das condições hidrológicas [74].

Para representar melhor o comportamento sazonal de geração das usinas hidrelétricas e estimar corretamente os reforços nas interligações entre subsistemas, o MELP foi aprimorado, em relação à sua versão original (base anual), para representar até quatro estações sazonais, ou seja, a análise da operação no modelo MELP

pode ser realizada com discretização trimestral. O critério e a formulação do cálculo dos fatores sazonais das usinas hidrelétricas, e fatores de participação das usinas termelétricas, é apresentado no apêndice A.

Outro aprimoramento foi na representação em até três patamares de demanda, com os quais o MELP avalia a operação do sistema [75]. Ressalta-se que essas modificações demandaram maior esforço computacional que em muitos casos tornou-se inviável sua solução através dos algoritmos de otimização disponíveis em pacotes comerciais, tal problema foi solucionado com o desenvolvimento de um método de solução baseado na decomposição de Dantzig-Wolfe em programação inteira mista [76].

Para melhor avaliação da operação do sistema com relação a representação simplificada das incertezas hidrológicas, o modelo MELP pode ser ainda acoplado ao modelo NEWAVE de operação [77], que será descrito posteriormente.

Estas características do modelo podem ser observadas em sua formulação matemática simplificada apresentada a seguir [78]. Trata-se de um modelo de planejamento da expansão da geração de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, que tem por objetivo minimizar a soma dos custos de investimento total e custos operacionais necessários para atender ao mercado de acordo com um determinado critério de confiabilidade.

$$\text{Min } z = \sum_{t=1}^{Te} \beta^t \left[\sum_{k=1}^{np} [cinv_k x_k^t + ct_k GP_k^t] + \sum_{i=1}^{nt} ct_i GT_i^t + c_{def} Def^{t,med} \right] \quad (3.1)$$

s.a.

$$\sum_{k=1}^{np} GP_k^{t,c} + \sum_{j=1}^{nh} GH_j^{t,c} + \sum_{i=1}^{nt} GT_i^{t,c} + \sum_{l=1}^{ni} Z_l^t + Def^{t,c} = D^t \quad (3.2)$$

$$Def^{t,crit} = 0 \quad (3.3)$$

$$GT_i^{t,c} \leq FSZ^t \cdot FHZ^t \cdot Et_i^{t,c} \quad i = 1, \dots, nt \quad (3.4)$$

$$GH_j^{t,c} \leq FSZ^t \cdot Eh_j^c \quad j = 1, \dots, nh \quad (3.5)$$

$$GP_k^{t,c} \leq \sum_{\tau=1}^t FSZ^t Ep_k^c x_k^\tau \quad k = 1, \dots, np \quad (3.6)$$

$$\sum_{t=1}^{Te} x_k^t \leq 1 \quad k = 1, \dots, np \quad (3.7)$$

$$x^t = [x_1^t \ x_2^t \ \dots \ x_{np}^t]^{Te} \quad x_k^t \in \{0, 1\} \quad (3.8)$$

Onde,

$t = 1, \dots, Te$: cada estágio t do estudo;

$Te = na \times nsz \times npat$: número total de estágios do estudo, dividido em número de anos (na), número de períodos sazonais (nsz) e número de patamares de carga ($npat$);

nh : número de usinas hidrelétricas existentes no sistema no início do estudo;

nt : número de usinas termelétricas existentes no sistema no início do estudo;

ni : número total de intercâmbios existentes entre os subsistemas;

np : número de usinas candidatas, termelétricas, hidrelétricas, eólicas e solares, no sistema;

$c = med, crit$: condições de hidrologia média (med) e crítica ($crit$);

β^t : fator de atualização monetária no estágio t ;

$cinu_k$: custos de investimento do k -ésimo projeto candidato;

ct_k : custo de operação do k -ésimo projeto candidato (para usina hidrelétrica, assume-se valor nulo);

ct_i : custo de operação da i -ésima usina existente no sistema (para usina hidrelétrica, assume-se valor nulo);

c_{def} : custo de déficit do sistema;

$Def^{t,c}$: déficit de energia no estágio t na condição hidrológica c ;

$Def^{t,med}$: déficit de energia no estágio t na condição hidrológica média;

$GP_k^{t,c}$: despacho da k -ésima usina termelétrica ou usina de fonte intermitente candidata do sistema no estágio t ;

$GP_k^{t,c}$: despacho da k -ésima usina candidata, termelétrica, hidrelétrica ou de fonte intermitente, no estágio t na condição hidrológica c ;

$GT_i^{t,c}$: despacho da i -ésima usina termelétrica ou usina de fonte intermitente existente do sistema no estágio t na condição hidrológica c ;

$GH_j^{t,c}$: despacho da j -ésima usina hidrelétrica existente do sistema no estágio t na condição hidrológica c ;

$Z_i^t = \eta_{l,m,n}^t \cdot z_{l,m,n}^t - z_{l,n,m}^t$: diferença entre o fluxo de energia na l -ésima interligação existente do sistema no estágio t , entre os subsistemas m e n ;

$\eta_{l,m,n}^t$: eficiência da l -ésima interligação entre os subsistemas m e n no estágio t ;

$z_{l,m,n}^t$: fluxo de energia na l -ésima interligação entre os subsistemas m e n no estágio t ;

x^t : vetor de opções de investimento (usina termelétrica, hidrelétrica, fonte intermitente e intercâmbio) no estágio t ;

D^t : carga a ser suprida no estágio t ;

FSZ^t : fator de sazonalidade da usina existente do sistema no estágio t . Para usinas hidrelétricas, este fator é informado por subsistema, para usinas de fontes intermitentes o fator é informado por usina e para usinas termelétricas o fator é igual a 1;

FHZ^t : fator de horo-sazonalidade da usina existente do sistema no estágio t . Para usinas hidrelétricas, este fator é igual a 1, para usinas de fontes intermitentes o fator é informado por tipo de fonte e por patamar e para usinas termelétricas o fator é igual a 1;;

Eh_j^c : energia disponível da j -ésima usina hidrelétrica existente do sistema na condição hidrológica c ;

Ep_k^c : energia disponível da k -ésima usina candidata, termelétrica ou hidrelétrica, do sistema na condição hidrológica c ;

$Ei_i^{t,c} = FP_i^c \cdot \overline{GT}_i^t + (1 - FP_i^c)$: energia disponível da i -ésima usina termelétrica existente do sistema no estágio t na condição hidrológica c ;

FP_i^c : fator de participação da i -ésima usina termelétrica existente do sistema na condição hidrológica c ;

\overline{GT}_i^t : geração máxima da i -ésima usina termelétrica existente do sistema no estágio t ;

\underline{GT}_i^t : geração mínima da i -ésima usina termelétrica existente do sistema no estágio t ;

Observa-se que o problema tem como função objetivo, em 3.1, minimizar, para todo horizonte de planejamento, o custo de investimento em novas usinas e o custo de operação dos projetos e usinas originalmente existentes no parque gerador.

A equação 3.2 representa restrição de operação de atendimento à demanda com as usinas candidatas e existentes no sistema, para cada período do estudo de planejamento e cada condição hidrológica. Nota-se ainda que, para a condição hidrológica crítica não é permitido déficit na restrição de balanço, em 3.3.

Analogamente às inequações anteriores, a inequação 3.5 apresenta o limite máximo do despacho hidroelétrico, com a diferença que a energia disponível das UHEs está em função da respectiva energia média ou crítica e fator sazonal.

A inequação 3.6 representa o limite máximo de geração das usinas candidatas, para cada período de estudo e condição hidrológica. Neste caso, a geração está limitada pela energia disponível da usina multiplicada pela variável de investimento e fator sazonal. A energia disponível da usina candidata é calculada da mesma forma que as energias apresentadas anteriormente, dependendo do tipo de usina candidata. A variável de investimento indica se em determinado período (t) a usina foi instalada ($x_k^t = 1$) e, portanto, pode passar a gerar, caso contrário ($\sum_{t=1}^{T_e} x_k^t = 0$) sua geração máxima é nula.

Por fim, a inequação 3.7 indica que cada usina candidata só pode receber investimento, no máximo, uma única vez em todo horizonte de estudo. Caso contrário, a mesma usina candidata poderia ser instalada mais de uma vez durante o estudo.

Logo, o problema de planejamento solucionado pelo MELP se caracteriza pela existência de dois subproblemas lineares acoplados: problema de investimento, com variáveis inteiras (x^t), e problema de operação, com variáveis contínuas, por isso resultando no problema de PIM mencionado anteriormente.

O subproblema de investimento é definido pelos custos de investimento de usinas hidrelétricas, termelétricas e interligações entre subsistemas, enquanto que o subproblema da operação é definido pelos custos de combustíveis das UTEs, custos de manutenção das usinas termelétricas e hidrelétricas e custos de déficit de carga [79].

Ademais, a versão atual do MELP permite considerar restrições ambientais definidas pelo usuário, como limites de emissão de gases do efeito estufa [80], participação de fontes de energia renováveis na matriz elétrica, entre outras [81]. Ressalta-se ainda, que o modelo permite a representação simplificada do sistema de gás natural [82], que não será considerada nesta pesquisa.

Em síntese, o MELP recebe como entrada dados o horizonte de planejamento, taxa de desconto, configurações do sistema elétrico (divisão de subsistemas e interligações) e do sistema de gás natural, mercado de energia elétrica e de gás natural para outros usos (além das UTEs) de cada subsistema, dados técnicos e econômicos de projetos de usinas geradoras, intercâmbios, plantas de processamento de gás natural, de unidades de regaseificação e gasodutos, além de custo de combustíveis e custos fixos e variáveis de operação e manutenção das usinas.

Na atual versão do modelo, o MELP oferece dois algoritmos para solução do

planejamento, que devem ser selecionados dependendo da complexidade do sistema, descritos brevemente a seguir:

- Branch-and-Cut (BC): para sistemas mais simples, o MELP faz uso do algoritmo Branch-and-Cut do pacote computacional CPLEX da IBM [83]. Ainda, para casos mais complexos, como o desempenho da abordagem padrão de BC apresentou longo tempo de processamento computacional, desenvolveu-se uma abordagem de busca local capaz de encontrar soluções viáveis de alta qualidade [79];
- Branch-and-Price (BP): recomendado para sistemas de maior porte, como o caso do aumento da discretização temporal descrito anteriormente. Como o problema pode atingir a ordem de milhões de variáveis e restrições, sua solução se torna intratável, sendo necessária uma técnica de decomposição. Para esse método de solução, foi desenvolvida uma abordagem baseada na decomposição de Dantzig-Wolfe, que resultou em um algoritmo de Branch-and-Price para solução de problemas inteiros de grande porte [76].

3.2.2 Modelo NEWAVE

Conforme mencionado ao final do capítulo anterior, atualmente utilizado nos estudos do planejamento da operação do médio prazo, PMO, e da expansão do curto prazo, PDE, o Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Médio Prazo (NEWAVE) [14] se baseia em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [84] para o cálculo da política de operação de sistemas hidrotérmicos interligados.

O sistema elétrico brasileiro apresenta complexidade de operação devido às incertezas das vazões futuras nas UHEs. Conforme apresentado no problema de planejamento da operação, na seção 2.2, como a disponibilidade energética da usina hidrelétrica depende da capacidade de armazenamento de seu reservatório, a decisão de geração em um determinado momento trará consequências que podem comprometer o custo total ou a segurança do sistema.

Para a realização dos cálculos, por questões de viabilidade computacional devido a riquezas de detalhes utilizada na representação de incertezas, o modelo NEWAVE agrega reservatórios de diferentes usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes e, a partir de cenários de vazões definidos por um modelo gerador de afluências aleatórias, calcula o custo e a política de operação ótima do sistema através da PDDE.

A fim de indicar a melhor tomada de decisão para o sistema, o modelo NEWAVE é capaz de determinar metas de geração que atendam à demanda, para cada estágio

do horizonte de planejamento dada uma condição inicial do estágio, minimizando o custo total de operação por considerar a estocasticidade das afluições aos reservatórios do subsistema [85].

De maneira simplificada, considerando um sistema barra única, ou seja, sem a presença de intercâmbio, a formulação matemática para o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico pode ser escrito conforme as equações seguintes [14].

$$\alpha^t(e^t) = E \left(\min \sum_{i=1}^{nt} ct_i Gt_i^t + \frac{1}{1+\beta} \alpha^{t+1}(e^{t+1}) \right) \quad (3.9)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^{nr} \widehat{Gh}_j^t + \sum_{i=1}^{nt} Gt_i^t + \sum_{m \in \theta_n} [Z_{m,n}^t - Z_{n,m}^t] + Def^t = D^t - \sum_{i=1}^{nt} \overline{Gt}_i^t \quad (3.10)$$

$$\widehat{Gh}_j^t = Gh_j^t + EM_j^t + EFI_j^t + EDF_j^t - EXC_j^t \quad j = 1, \dots, nr \quad (3.11)$$

$$Gh_j^t + EM_j^t + EFI_j^t \leq \overline{Gh}_j^t \quad j = 1, \dots, nr \quad (3.12)$$

$$EX_j^t = Gh_j^t + ET_j^t + EM_j^t + EP_j^t + EDC_j^t \quad j = 1, \dots, nr \quad (3.13)$$

$$EA_j^{t+1} = FD_j^t EA_j^t + FC_j^t EC_j^t - EX_j^t \quad j = 1, \dots, nr \quad (3.14)$$

$$\overline{EA}_j^{t+1} \leq FD_j^{t+1} EA_j^{t+1} \leq \overline{EAV}_j^{t+1} \quad j = 1, \dots, nr \quad (3.15)$$

$$0 \leq FD_j^{t+1} EA_j^{t+1} \leq \overline{EA}_j^{t+1} \quad j = 1, \dots, nr \quad (3.16)$$

$$0 \leq Gt_i^t \leq \overline{Gt}_i^t \quad i = 1, \dots, nt \quad (3.17)$$

$$\sum_{m \in \theta_n} [Z_{m,n}^t - Z_{n,m}^t] = 0 \quad n = 1, \dots, n_{fic} \quad (3.18)$$

$$|Z_{m,n}^t| \leq \overline{Z}_{m,n}^t \quad m = 1, \dots, ns \quad (3.19)$$

$$\alpha^{t+1} - \sum_{j=1}^{nr} \overline{\pi}_{EA_{q,j}^{t+1}} EA_j^{t+1} + \sum_{z=1}^p \overline{\pi}_{EAF_{q,j}^{z,t+1}} EAF_j^{t-z+1} \geq \overline{\delta}_q^{t+1} \quad q = 1, \dots, nc \quad (3.20)$$

Onde,

$t = 1, \dots, To$: cada estágio t do estudo;

$To = na \times nm \times npat$: número total de estágios do estudo, dividido em número de anos (na), número de meses (nm) e número de patamares de carga ($npat$);

nr : número total de reservatórios equivalentes no sistema;

ns : número total de subsistemas no sistema;

nt : número total de usinas termelétricas no sistema;

nc : número total de restrições da função de custo futuro esperada;

$nfic$: número total de subsistemas fictícios (subsistemas sem geração e sem carga);

θ_n : conjunto de subsistemas conectados diretamente ao subsistema n ;

e^t : vetor de estado no início do estágio t composto por $(EAF^{t-1}, \dots, EAF^{t-p})$ e EA^t ;

β : taxa de desconto;

ct_i : custo de operação da i -ésima usina termelétrica do sistema;

$\alpha^t(e^t)$: valor esperado do custo total de operação do estágio t até o fim do período de planejamento To , também denominada como função de custo futuro no estágio t ;

G_i^t : despacho da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t ;

Gh_j^t : produção controlável hidráulica do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

$Z_{m,n}^t$: fluxo de energia no estágio t do subsistema m para o subsistema n ;

Def^t : déficit de energia no estágio t ;

EM_j^t : defluência mínima de energia do j -ésimo reservatório equivalente do sistema; função da energia armazenada no início do estágio t ;

EFI_j^t : energia afluenta não controlável do j -ésimo reservatório equivalente do sistema do estágio t ; representa o volume afluenta lateral chegando nas usinas hidrelétricas a fio d'água;

EDF_j^t : energia desviada para usos alternativos da água das usinas hidrelétricas a fio d'água do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

EDC_j^t : energia desviada para usos alternativos da água das usinas hidrelétricas com reservatório do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

EXC_j^t : excesso de energia;

EX_j^t : defluência total de energia do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

ET_j^t : energia vertida do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

EP_j^t : energia evaporada do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

EA_j^t : energia armazenada no j -ésimo reservatório equivalente do sistema no início do estágio t ;

EC_j^t : soma da afluência total de energia controlável com a defluência mínima de energia do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

EAF_j^t : energia de volume afluente do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

FD_j^t : fator de correção devido à mudança da configuração hidráulica do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

FC_j^t : fator de correção de energia controlável do j -ésimo reservatório equivalente do sistema; função da energia armazenada no início do estágio t ;

D^t : carga do sistema a ser suprida no estágio t ;

G_i^t : geração mínima da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t ;

\overline{G}_i^t : geração máxima da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t ;

\widehat{Gh}_j^t : produção controlável hidráulica total do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

\overline{Gh}_j^t : produção controlável hidráulica máxima do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

$\overline{Z}_{m,n}^t$: limite máximo de fluxo de energia no estágio t do subsistema m para o subsistema n ;

\underline{EA}_j^t : energia armazenada mínima no j -ésimo reservatório equivalente do sistema no início do estágio t ;

\overline{EA}_j^t : energia armazenada máxima no j -ésimo reservatório equivalente do sistema no início do estágio t ;

\overline{EAV}_j^t : restrição de volume para controle de cheias do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio t ;

$\bar{\pi}_{EA_{q,j}^{t+1}}$: multiplicador do simplex ou variável dual, da q -ésima restrição da FCF, associada ao nível de energia armazenada do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio $t + 1$;

$\bar{\pi}_{EAF_{q,j}^{z,t+1}}$: multiplicador do simplex ou variável dual, da q -ésima restrição da FCF, associada à energia afluyente do j -ésimo reservatório equivalente do sistema no estágio anterior ao $t + 1$;

$\bar{\delta}_q^{t+1}$: constante.

O problema tem por objetivo minimizar o valor esperado do custo de operação durante o período de estudo (de $t = 1$ a $t = To$), dado um estado inicial do sistema, conforme 3.9. O custo de operação é composto pelo custo do combustível das UTEs no estágio t , custo de penalidade de déficit no estágio t e valor esperado do custo total de operação do próximo estágio $t + 1$. Por conta desta formulação recursiva o modelo realiza, para solução do problema, um processo iterativo, baseado em programação dinâmica, composto de passos *bakward* e *foward*, que será detalhada posteriormente.

Assim como na formulação do modelo MELP, o modelo NEWAVE está sujeito à equação de atendimento à demanda, equação 3.10. Neste caso, diferentemente do modelo MELP, não existe a parcela da geração das usinas candidatas, pois a expansão do parque gerador já está definida.

Além disso, neste caso, a geração hidrelétrica total é dada por reservatório equivalente de energia, detalhada na equação 3.11, que é função da energia produzida pelas UHEs com reservatório (energia controlável) e usinas a fio d'água, assim como energia mínima deplecionada, energia desviada para usos alternativos da água e excesso de energia. Essa geração hidrelétrica por reservatório equivalente é limitada conforme a restrição 3.12.

As restrições 3.13 a 3.16 se referem às condições operativas dos reservatórios equivalentes. A equação 3.13 representa a energia total utilizada de cada reservatório para cada estágio do período de estudo. A equação 3.14 representa o balanço hidráulico da energia armazenada em cada reservatório ao final de cada período de planejamento.

As inequações 3.15 e 3.16 representam os limites mínimos e máximos de energia armazenada por reservatório equivalente. A inequação 3.17 representa os limites mínimos e máximos de geração térmica de cada UTE.

Por fim, a inequação 3.20 representa o conjunto de restrições lineares multivariadas dos cortes de Benders que constituem a FCF.

Com isso, o modelo NEWAVE retorna a política de operação do sistema discretizada mensalmente. Para o processo de solução deste problema o modelo pode ser dividido em quatro módulos, descritos brevemente a seguir [86].

O primeiro módulo se refere à formação de sistemas equivalentes. Conforme apresentado anteriormente, o programa deve tratar todas as combinações de níveis de armazenamento e tendências hidrológicas para o cálculo da política de operação ótima, em um sistema com mais de 100 reservatórios como o do Brasil, torna-se computacionalmente inviável lidar com todos eles individualmente. A fim de reduzir o número de variáveis de estado, nesse módulo o programa agrega reservatórios de uma mesma região, formando um reservatório equivalente de energia (REE) com um comportamento hidrológico que reflete os originais, agregando suas vazões afluentes, respeitando a representação do mercado.

Seguindo o processamento, no segundo módulo do NEWAVE são geradas séries de afluições sintéticas através de outro modelo, também desenvolvido pelo CEP-PEL, de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Periódicas (GEVAZP) [87]. Uma vez que o registro de vazões passadas não é suficiente para avaliação de riscos e incertezas referentes ao sistema hidrotérmico, o modelo GEVAZP utiliza de formulação autorregressiva periódica de ordem p , PAR(p), para produzir séries sintéticas de afluições garantindo semelhanças estatísticas às séries históricas. Isto é, o programa é capaz de gerar cenários sintéticos de vazões, a partir da combinação linear de vazões passadas e uma componente aleatória, igualmente prováveis aos cenários históricos registrados.

Utilizando a nova topologia do sistema com reservatórios equivalentes e as séries sintéticas geradas pelo GEVAZP, o modelo NEWAVE passa para o terceiro módulo no qual realiza o cálculo da política de operação. A complexidade dessa tomada de decisão está no objetivo de minimizar os custos; visto que as UHEs possuem custo nulo de operação, é esperado que sejam escolhidas para a maior parte da geração; no entanto, essa decisão pode ocasionar o deplecionamento excessivo dos reservatórios e causar déficit de energia, devido às incertezas das afluições futuras. Para contornar esse dilema, o modelo calcula a FCF, a partir da qual se obtém o valor da água associado a cada estado de operação (nível do reservatório e afluições), o qual representa o "custo operativo" das UHEs.

Empregando-se uma árvore de cenários desenvolvida a partir das séries sintéticas de afluições mencionadas, nessa etapa o programa realiza um processo iterativo, baseado em programação dinâmica, composto de passos *backward* e *forward* para alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos em cada mês, estágio, do horizonte de estudo. Utilizando-se a técnica de PDDE para amostragem da árvore de cenários de afluições, como é apresentado na figura 3.2, o programa obtém funções de custo futuro (cortes) de acordo com o despacho das usinas de cada mês através da simulação no sentido recursivo, no passo *backward* e, em seguida obtém os limites superior e inferior do valor esperado do custo total, ao simular a operação do sistema no passo *forward*; as restrições de não-antecipatividade são respeitadas através do processo de

compartilhamento de cortes entre cenários de um mesmo período; finalmente, o processo converge quando os custos calculados estiverem em um intervalo de confiança estatístico pré-estabelecido.

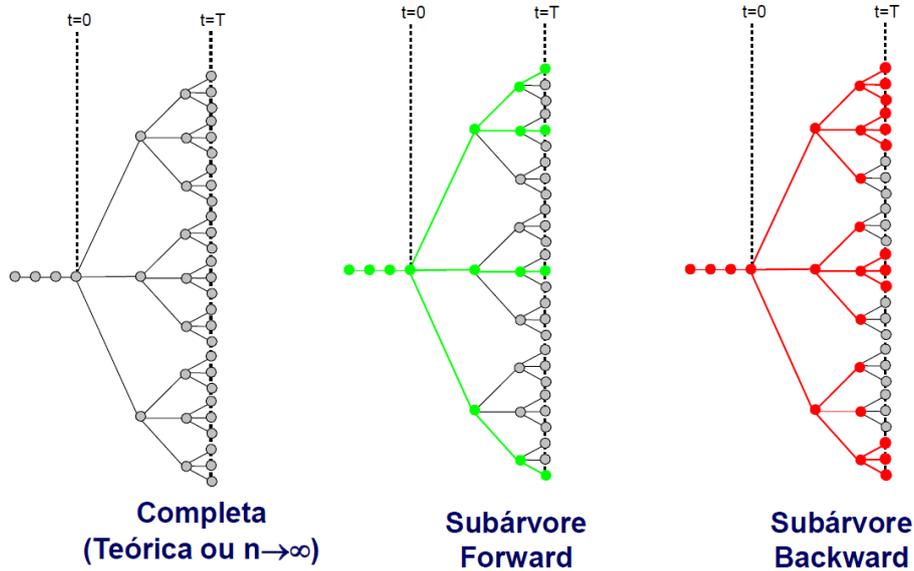


Figura 3.2: Árvore de cenários (Fonte: CEPTEL).

Vale destacar que, em sua versão atual, o NEWAVE utiliza uma metodologia de aversão a risco conhecida como CVaR (Condicional Value at Risk) [88]. Com ela, durante os passos *backward*, é selecionada uma porcentagem dos cenários mais críticos observados ($\alpha\%$), portanto mais caros, e atribuídos a eles um peso (λ) para soma no cálculo da função de custo futuro. Dessa maneira, os cenários mais caros passam a possuir peso maior na função de custo futuro durante o cálculo da política de operação, deixando o resultado mais avesso ao risco [86].

Por fim, o NEWAVE passa para o quarto módulo, no qual ocorre a simulação final. Utilizando séries históricas, ou 2000 séries sintéticas diferentes das usadas no terceiro módulo, o programa simula a operação do SIN para todos os períodos de estudo utilizando os cortes de Benders obtidos na etapa anterior. A partir dessa simulação são calculados índices de desempenho, como a distribuição de probabilidade dos custos de operação, de energia armazenada no sistema, dos custos marginais de operação, dentre outras variáveis, assim como seus valores esperados e riscos de déficit de energia.

3.2.3 Modelo SUSHI

Utilizado oficialmente para cálculo da energia firme das usinas hidrelétricas, o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subistemas Hidrotérmicos Interligados (SUSHI) forneceu resultados auxiliares para os cálculos de Revisão Ordinária

de Garantia Física (ROGF) [89], Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 [2] e Plano de Operação Energética 2016/2020 [90].

Conforme apontado anteriormente, o modelo NEWAVE agrega os reservatórios das usinas em reservatórios equivalentes para determinar a melhor política de operação do sistema, de forma que os índices de desempenho calculados são apresentados por reservatório e subsistema equivalentes. O modelo SUISHI pode, então, realizar a simulação da operação do sistema hidrotérmico, calculando tanto a geração das UTEs quanto das UHEs individualizadamente.

O modelo SUISHI possui quatro modos de simulação: (i) hidrotérmico, (ii) cálculo de energia garantida, (iii) cálculo de energia firme com período crítico definido e (iv) cálculo de energia firme com busca do período crítico. No presente estudo foi utilizado apenas a funcionalidade do modelo de simulação hidrotérmica, que será brevemente exposta a seguir [91].

No modo de simulação hidrotérmica o modelo tem por objetivo estabelecer, para cada período do horizonte de planejamento, metas de geração hidrelétrica e termelétrica, além de metas de intercâmbio entre subsistemas, que minimizem o custo total de operação ao longo de todo o horizonte. Este processo é dividido em duas etapas: otimização do balanço hidrotérmico e simulação a usinas hidrelétricas individualizadas [92]. A figura 3.3 apresenta essas duas etapas no processo iterativo deste modo de simulação do SUISHI.

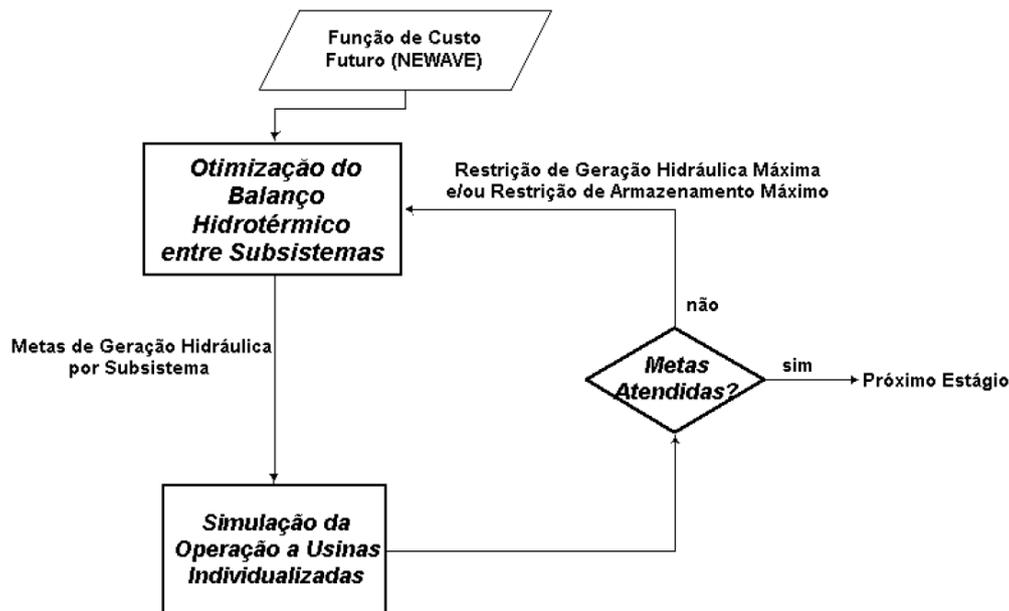


Figura 3.3: Processo iterativo realizado na simulação hidrotérmica. (Fonte: CEPEL, 2013, p. 4 [93])

A primeira etapa tem por objetivo definir metas de geração hidráulica controlável para cada REE, metas de geração para cada UTE e metas de intercâmbio entre subsistemas.

Para isso, nessa primeira etapa, soluciona-se o problema de programação linear, que tem por objetivo minimizar o custo presente somado ao custo futuro de operação, para cada mês, ao longo do horizonte de estudo. Para isso, o modelo faz uso da política de operação construída pelo modelo NEWAVE e contida na função de custo futuro [92, 94].

O problema está sujeito às equações de balanço hídrico e atendimento à demanda, restrições de armazenamento máximo, geração máxima das usinas hidráulicas e térmicas e capacidade máxima de intercâmbio, além das equações de atendimento à vazão mínima, meta de desvio controlável e fio d'água e equação de balanço de geração das usinas a fio d'água.

A partir dos valores ótimos de geração encontrados na primeira etapa, são calculadas as metas mensais para simulação individualizada da operação dos subsistemas hidráulicos para cada série hidrológica. Na segunda etapa é realizada a simulação à usinas individualizadas para alocar as metas de geração de cada REE entre as UHEs de forma mais fiel à realidade possível. Para isso, esta segunda fase utiliza regras operativas [91]:

- Seguem-se prioridades no deplecionamento e replecionamento dos reservatórios;
- Dividem-se os reservatórios em faixas operativas e busca-se manter todos os reservatórios na mesma faixa;
- Impede-se o deplecionamento de reservatórios a montante que levem ao vertimento de reservatórios a jusante do mesmo, a menos que evite corte de carga;
- Mantém-se a faixa operativa superior vazia para armazenamento na ocorrência de cheias;
- Mantém-se a faixa operativa inferior cheia para evitar perda de potência devido a reduções de altura de queda líquida.

Ao final desta segunda etapa, caso a geração das UHEs tenha atendido a meta de cada REE, o processo finaliza. Caso a tenha ocorrido déficit de geração total das UHEs, ou excesso, em algum REE com relação a sua meta de geração, realiza-se uma nova iteração entre a primeira e segunda etapa, conforme ilustrado na figura 3.3.

Retorna-se para a etapa de otimização com uma nova definição da restrição de geração máxima de cada REE, para o caso da ocorrência de déficit, ou a restrição de armazenamento máximo de cada REE, para o caso da ocorrência de excesso.

O processo se repete até que o balanço energético entre a produção e meta da geração hidráulica fique menor que uma dada tolerância, ou até que os déficit ou

excessos de energia não possam ser eliminados devido a limitações de armazenamento ou turbinamento das usinas, definindo assim a geração por UHE.

3.2.4 Modelo DESSEM

Destinado a ser ferramenta de apoio para estudos de Programação Diária da Operação (PDO), o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM) trata-se de um modelo de operação de curto prazo que busca determinar um despacho hidrotérmico de mínimo custo para o sistema, considerando a rede elétrica, operação detalhada das usinas hidroelétricas e térmicas (*unit commitment*), corte de oferta de geração eólica, assim como demais componentes do sistema [17].

Além desse objetivo principal, o modelo ainda pode ser utilizado para cálculo de despacho ótimo a partir de condições finais dos reservatórios, simulação do balanço hidráulico no sistema, simulação do fluxo de potência no sistema, avaliação dos custos marginais de geração de curtíssimo prazo, análise de sensibilidade em relação a restrições do sistema, análise de sensibilidade em relação a fatores externos ou ainda consideração de usos múltiplos da água.

O modelo DESSEM é capaz de calcular a operação do sistema até duas semanas a frente discretizado em patamares cronológicos com duração de até meia-hora.

Por considerar um horizonte de tempo menor, o modelo pode representar certos aspectos do sistema elétrico de maneira mais precisa, sem as simplificações apresentadas nos modelos anteriores [95]:

- Rede elétrica: representada por um modelo linear (ou DC) com perdas [96], inclui também limites de fluxos nos circuitos e restrições adicionais de segurança do sistema [97];
- Reservatórios: representados individualmente, com modelagens de remanso e tempo de viagem da água entre usinas consecutivas em cascata [98];
- Usinas hidrelétricas: modelagem da função de sua produção, considerando produtividade variável com a altura de queda, turbinamento e vertimento [99];
- Usinas termelétricas: modelagem de *unit commitment*, que determina a melhor alocação das unidades geradoras termelétricas considerando restrições de limite de tempo mínimo ligada/desligada, trajetórias de acionamento e desligamento, limites de rampa para tomada/alívio de carga, custo de partida e parada, e operação de unidades termelétricas a ciclo combinado;
- Consideração do nível da régua 11 de Itaipu, garantia de navegabilidade do Canal de Pereira Barreto e restrições de reserva de potência;

Para representação mais precisa da operação das UHEs, o DESSEM pode ser acoplado ao modelo NEWAVE através da função de custo futuro, que será detalhado adiante.

Assim como nas formulações matemáticas apresentadas dos modelos anteriores, o problema solucionado pelo DESSEM tem por objetivo minimizar o custo total de operação do sistema, sujeito às restrições de balanço de demanda, restrições de balanço hídrico e restrições operativas das usinas. Contudo, conforme mostrado anteriormente, devido ao nível de detalhamento, a formulação matemática do modelo é apresentada de forma simplificada e separadamente a seguir [100].

$$\begin{aligned} \text{Min } z = & \sum_{t=1}^{Th} \sum_{i=1}^{nt} (cst_i^t + ct_i^t gt_i^t) \quad + \quad \alpha_{FCF} (V_j + R_j) \\ & + \sum_{t=1}^{Th} \left[\sum_{n=1}^{NI} ci_n^t Eim_n^t + \sum_{n=1}^{NE} ce_n^t Eex_n^t \right] \end{aligned} \quad (3.21)$$

Onde,

$Th = nd \times npat$: número total de períodos do horizonte de estudo, dividido em número de dias (nd) e número de patamares de carga ($npat$);

nt : número de usinas termelétricas no sistema;

NI : número total de contratos de importação com sistemas externos;

NE : número total de contratos de exportação com sistemas externos;

cst_i^t : custo de mudança de estado da i -ésima usinas termelétricas, de acionamento ou desligamento, no estágio t ;

ct_i^t : custo de operação da i -ésima usina termelétrica do sistema, no estágio t ;

ci_n^t : custo de importação do n -ésimo contrato no estágio t ;

ce_n^t : custo de exportação do n -ésimo contrato no estágio t ;

gt_i^t : despacho da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t ;

$\alpha_{FCF} (V_j + R_j)$: função de custo futuro esperado de operação, dependente das condições hidrológicas;

Eim_n^t : energia importada para o n -ésimo contrato no estágio t ;

Eex_n^t : energia exportada para o n -ésimo contrato no estágio t ;

O modelo DESSEM busca solucionar o problema com objetivo de minimizar o custo total de operação, apresentado na equação 3.21. Observa-se que, diferentemente do modelo NEWAVE (equação 3.9), o modelo DESSEM considera os custos de contratos de importação e exportação de energia elétrica na sua função objetivo. Além disso, o modelo também considera o custo da água armazenada, calculado pela FCF produzida pelo NEWAVE.

As restrições de 3.23 a 3.25 a seguir apresentam os custos detalhados, contidos na função objetivo.

$$Y_j = (V_j^{Th} + R_j^{Th}) \quad j = 1, \dots, nh \quad (3.22)$$

$$\alpha_{FCF} \geq \pi_{FCF_0}^f + \sum_{j=1}^{nh} \pi_{FCF,V_j}^f Y_j \quad f = 1, \dots, NC \quad (3.23)$$

$$cst_i^t \geq C_i^{cold} \cdot (u_i^t - u_i^{t-1}) \quad i = 1, \dots, nt \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.24)$$

$$cst_i^t \geq C_i^{shut} \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad i = 1, \dots, nt \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.25)$$

$$u^t = [u_1^t \ u_2^t \ \dots \ u_{nut}^t]^T \quad u_i^t \in \{0, 1\} \quad (3.26)$$

Onde,

NC : número total de cortes da função de custo futuro;

nh : número de usinas hidrelétricas existentes no sistema;

nut : número de unidades termelétricas no sistema;

Y_j : total de recurso hídrico armazenado pela j -ésima usina hidrelétrica no último período de estudo;

V_j^T : total de água armazenada no reservatório da j -ésima usina hidrelétrica no último período de estudo;

R_j^T : total de água em curso na calha da j -ésima usina hidrelétrica no último período de estudo;

$\alpha_{FCF} (V_j + R_j)$: custo futuro esperado de operação, dependente das condições hidrológicas;

$\pi_{FCF_0}^f$: termo independente do f -ésimo corte da função de custo futuro;

π_{FCF,V_j}^f : coeficiente do f -ésimo corte da função de custo futuro relacionado ao armazenamento nos reservatórios da j -ésima usina hidrelétrica;

cst_i^t : custo de mudança de estado da i -ésima usinas termelétricas, de acionamento ou desligamento, no estágio t ;

C_i^{cold} : custo fixo de acionamento da i -ésima unidade termelétrica;

C_i^{shut} : custo fixo de desligamento da i -ésima unidade termelétrica;

u_i^{t-1} : estado da i -ésima unidade termelétrica no estágio $t - 1$;

u_i^t : estado da i -ésima unidade termelétrica no estágio t .

A restrição 3.23 representa o custo de se armazenar a água nos reservatórios e em viagem nos rios, para cada UHE. As restrições 3.24 e 3.25 representam os custos de acionamento e desligamento associados a cada unidade das UTEs.

A restrição 3.26 apresenta a variável inteira que representa o estado de cada usina termelétrica (ligada ou desligada), portanto o modelo DESSEM busca solucionar um problema de PIM.

As seguintes restrições, 3.27 e 3.28, representam o balanço de demanda.

$$Cont^t = \sum_{n=1}^{NI} Eim_n^t - \sum_{n=1}^{NE} Eex_n^t \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.27)$$

$$\sum_{j=1}^{nh} gh_j^t + \sum_{i=1}^{nut} gt_i^t + \sum_{m \in \theta_n} [z_{m,n}^t - z_{n,m}^t] + Cont^t = D^t \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.28)$$

Onde,

θ_n : conjunto de subsistemas conectados diretamente ao subsistema n ;

$Cont^t$: total de energia contratada, de importação e exportação, no estágio t ;

Eim_n^t : energia importada para o n -ésimo contrato no estágio t ;

Eex_n^t : energia exportada para o n -ésimo contrato no estágio t ;

gt_i^t : despacho da i -ésima unidade termelétrica do sistema no estágio t ;

gh_j^t : despacho da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$z_{m,n}^t$: fluxo de energia no estágio t do subsistema m para o subsistema n ;

D^t : carga a ser suprida no estágio t ;

Diferentemente do modelo NEWAVE (equação 3.10), o modelo DESSEM considera as energias contratadas, de exportação e importação para países vizinhos, no atendimento da demanda. Tais contratos não são considerados no planejamento da expansão e no planejamento da operação por conta do tratamento dos mesmos, são de oportunidade e ofertados semanalmente.

As restrições de 3.29 a 3.33, a seguir, representam as equações de balanço hídrico de cada usina hidrelétrica.

$$gh_j^t \leq \gamma_{0_j}^p + \gamma_{V_j}^p V_j^t + \gamma_{Q_j}^p Q_j^t + \gamma_{S_j}^p S_j^t \quad j = 1, \dots, nh \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.29)$$

$$X_j^t = Q_j^t + S_j^t \quad j = 1, \dots, nh \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.30)$$

$$A_j^t = a_j^t + \sum_{m \in M(j)} X_m^t + \sum_{m \in M_{tw}(j)} X_m^t \quad j = 1, \dots, nh \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.31)$$

$$Qev_j^t = \kappa_{ev_j}^0 + \kappa_{ev_j}^1 (V_j^{t+1} + V_j^t) / 2 \quad j = 1, \dots, nh \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.32)$$

$$V_j^{t+1} = V_j^t + A_j^t - X_j^t - Qd_j^t - Qev_j^t \quad j = 1, \dots, nh \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.33)$$

Onde,

N : número total de usinas no parque gerador, termelétricas e hidrelétricas;

gh_j^t : despacho da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$\gamma_{0_j}^p, \gamma_{V_j}^p, \gamma_{Q_j}^p, \gamma_{S_j}^p$: coeficientes do polinômio de produção da j -ésima usina hidrelétrica;

Q_j^t : volume turbinado pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

Qd_j^t : volume desviado da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t para outros usos da água;

Qev_j^t : volume evaporado da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

S_j^t : volume vertido pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

a_j^t : afluência lateral que chega na j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

A_j^t : afluência total que chega na j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$M(j)$: conjunto de usinas hidrelétricas a montante na j -ésima usina hidrelétrica do sistema;

$M_{ti}(j)$: conjunto de usinas hidrelétricas a montante na j -ésima usina hidrelétrica do sistema com atraso de tempo de viagem da água;

X_j^t : volume total desestocado da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

V_j^t : volume armazenado na j -ésima usina hidrelétrica no início do estágio t ;

V_j^{t+1} : volume armazenado na j -ésima usina hidrelétrica ao final do estágio t (início do estágio $t + 1$);

$\kappa_{ev_j}^0$ e $\kappa_{ev_j}^1$: coeficientes computados por regressão linear.

Diferentemente do NEWAVE (equação 3.11), a geração hidrelétrica no modelo DESSEM considera sua função de produção, considerando produtividade variável com a altura de queda, turbinamento e vertimento, na inequação 3.29.

Além disso, diferente da modelagem do NEWAVE (equação 3.14), no modelo DESSEM a equação de volume final dos reservatórios 3.33, considera também o tempo de viagem que a água demora para ir de uma usina a outra na mesma cascata, na equação 3.31, e o volume evaporado dos reservatórios de cada UHE, equação 3.32.

Por fim, as inequações de 3.34 a 3.38 representam as restrições, que não são consideradas no modelo NEWAVE, de *unit-commitment* térmico.

$$gt_i^t \geq \underline{gt}_i (u_i^t - ST_i^t) + TR_i^t \quad i = 1, \dots, nut \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.34)$$

$$gt_i^t \leq \overline{gt}_i (u_i^t - ST_i^t) + TR_i^t \quad i = 1, \dots, nut \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.35)$$

$$gt_i^{t+1} - gt_i^t \leq RU_i + (\overline{gt}_i - RU_i) ST_i^t \quad i = 1, \dots, nut \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.36)$$

$$gt_i^t - gt_i^{t+1} \leq RD_i + (\overline{gt}_i - RD_i) ST_i^t \quad i = 1, \dots, nut \quad ; \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.37)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i} u_i^k \geq Ton_i (u_i^t - u_i^{t-1}) \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.38)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Tof_i} (1 - u_i^k) \geq Tof_i (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad t = 1, \dots, Th \quad (3.39)$$

$$u^t = [u_1^t \ u_2^t \ \dots \ u_{nut}^t]^{Th} \quad u_i^t \in \{0, 1\} \quad (3.40)$$

Onde,

gt_i^t : despacho da i -ésima unidade termelétrica do sistema no estágio t ;

gt_i^{t+1} : despacho da i -ésima unidade termelétrica do sistema no estágio $t + 1$;

gt_i : potência mínima de acionamento da i -ésima unidade termelétrica do sistema;

\overline{gt}_i : potência máxima de acionamento da i -ésima unidade termelétrica do sistema;

u_i^{t-1} : estado da i -ésima unidade termelétrica no estágio $t - 1$;

u_i^t : estado da i -ésima unidade termelétrica no estágio t ;

ST_i^t : variável auxiliar binária que indica se a i -ésima unidade termelétrica está em trajetória de acionamento ou desligamento no passo t ;

TR_i^t : potência correspondente de cada passo da trajetória de acionamento, ou desligamento, da i -ésima unidade termelétrica no estágio t ;

RU_i : potência máxima de tomada de carga da i -ésima unidade termelétrica para passos de tempo consecutivos.

RD_i : potência máxima de alívio de carga da i -ésima unidade termelétrica para passos de tempo consecutivos.

Ton_i : tempo mínimo que a i -ésima unidade termelétrica deve permanecer ligada;

$Toff_i$: tempo mínimo que a i -ésima unidade termelétrica deve permanecer desligada;

No modelo NEWAVE (inequação 3.17) a geração térmica é limitada pelos valores mínimos e máximos de potência disponível de cada usina, enquanto que no modelo DESSEM, nas inequações 3.34 e 3.35, a geração de cada unidade termelétrica é limitada pela potência disponível de cada unidade condicionada às respectivas trajetórias de acionamento ou desligamento, dependendo do estado da unidade.

Além disso, a variação da geração de cada unidade termelétrica, entre seu valor mínimo e máximo, deve obedecer às rampas de tomada e alívio de carga, nas inequações 3.36 e 3.37. Ainda, cada unidade deve permanecer ligada, ou desligada, de acordo com um determinado limite de tempo, nas inequações 3.38 e 3.39.

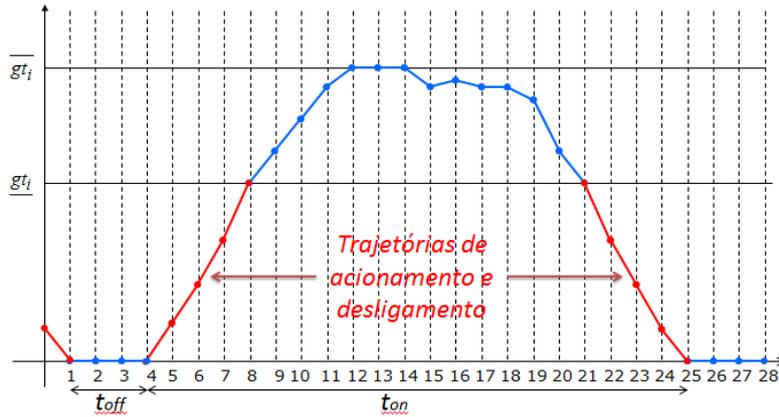


Figura 3.4: Gráfico representativo das restrições operativas das usinas térmicas.

Com isso, é realizada a otimização do sistema, buscando mínimo custo de operação de forma a atender a todas as restrições do sistema. Graças à presença de restrições de *unit commitment* de UTEs, mencionadas anteriormente, o modelo DESSEM conta com a programação inteira mista para solução do seu problema de operação, com a possibilidade de utilização de técnicas avançadas para acelerar a convergência [95, 101].

3.3 Rotinas Complementares Implementadas

Esta seção irá detalhar os *scripts* implementados para auxiliar no encadeamento, entrada de dados e análise de resultados dos modelos abordados na seção anterior.

3.3.1 Prepara Dados do MELP

Conforme apresentado na seção anterior, o modelo MELP busca solucionar um problema de expansão da geração complexo. Para isso, ele recebe uma grande quantidade de dados de entrada como, por exemplo, custo de investimento de novos projetos, datas limites de investimento, vida útil de cada usina, fatores sazonais e fatores de participação das usinas, além de informações de operação semelhantes aos dados de entrada do NEWAVE.

Como para a execução do modelo é necessário se preparar um extenso *deck*, foi desenvolvido um *script* em Python (versão 3.6) para auxiliar essa etapa da pesquisa.

Esta rotina recebe como entrada:

- *Deck* de entrada de dados do NEWAVE (PDE);
- Planilha do Excel com dados específicos para execução do MELP;
- Um arquivo texto de dados gerais.

A planilha do Excel contém as abas com informações complementares das usinas termelétricas existentes no *deck* do NEWAVE (como custo de investimento e vida útil dos projetos) e de usinas hidrelétricas (como energia média e crítica de cada usina e custo de investimento).

Além disso, existem abas com projetos de usinas termelétricas e hidrelétricas adicionais ao *deck* do NEWAVE, além de intercâmbios adicionais. Na aba de projetos térmicos adicionais o usuário deve informar dados como nome do projeto, tipo de combustível, fator de participação médio e crítico, custo de operação, potência máxima, entre outras. Além disso, a rotina ainda permite que o usuário adicione o mesmo tipo de projeto mais de uma vez sem ter que repetir todas as informações, apenas informando nesta aba o número de vezes que o projeto deve ser repetido.

Existem também abas na planilha com informações de usinas não despachadas centralizadamente e *flags* de execução do modelo MELP.

Por fim, existem duas abas da planilha onde devem ser informadas curvas, para cada mês do ano, contendo as médias horárias da demanda de energia e geração de usinas não despachadas centralizadamente. A rotina utiliza a informação destas abas para recalcular os patamares cronológicos de carga e de geração, conforme a indicação do usuário das horas de início de cada patamar.

No arquivo de entrada de dados gerais devem ser informados os diretórios contendo o *deck* de entrada do NEWAVE, o local onde deve ser criado o *deck* de entrada do MELP, o caminho para a planilha do Excel, a pasta contendo o executável do MELP. Além disso, são informadas *flags* para execução da rotina:

- Tipo de execução: o usuário deve optar por montar o *deck* do MELP e executá-lo em seguida, ou apenas montar o *deck*);
- Adiciona projetos: o usuário deve optar por adicionar ou não projetos de usinas termelétricas e hidrelétricas além daquelas existentes no *deck* do NEWAVE;
- Transforma geração média de usinas não despachadas centralizadamente do NEWAVE em novos projetos. No *deck* do NEWAVE, a geração de usinas não despachadas centralizadamente, é informada como um valor médio mensal que é abatido da carga. Portanto, com essa *flag*, a rotina transforma a diferença, entre os anos do estudo, da geração dessas usinas em projetos novos de usinas renováveis, para a decisão de investimento do modelo MELP.

Além disso, neste arquivo de dados gerais podem ser informados:

- Anos iniciais de estudo que serão preservados com o cronograma de investimento original do *deck* do NEWAVE, para os demais anos, a rotina transforma os projetos do *deck* como opções para decisão do MELP;

- Número total de anos de estudo, caso o usuário opte por um número de anos diferente do *deck* original do NEWAVE, tanto maior quanto menor, a rotina completa todos os arquivos para o número de anos de estudo desejado;
- Número de períodos sazonais para execução do MELP: conforme informado anteriormente, o modelo MELP agrupa todas as informações mensais em períodos sazonais, o usuário pode optar por até 6 períodos sazonais;
- Número de patamares de carga: conforme apresentado anteriormente, o *script* recalcula os patamares de carga, portanto, o usuário deve informar quantos patamares serão.

Com estes arquivos de entrada, a rotina completa os arquivos de entrada do NEWAVE com as informações adicionais da planilha do Excel, montando, assim, o *deck* do MELP pronto para execução.

3.3.2 Iteração MELP e NEWAVE

Com o objetivo de automatizar as heurísticas propostas em [77], foi desenvolvida uma rotina, em FORTRAN, responsável pela iteração entre MELP e NEWAVE.

Essa rotina recebe apenas um arquivo de dados gerais como entrada. Neste arquivo são informados os diretórios com os arquivos de entrada e resultados dos modelos MELP e NEWAVE, assim como o nome do relatório do NEWAVE e arquivo de entrada do MELP contendo suas informações de demanda de energia, são informados também o critério de convergência e intervalo de tolerância, passos de modificação da demanda.

Na versão atual, o modelo MELP oferece a opção de montagem dos arquivos de entrada do NEWAVE com o cronograma de expansão calculado. Portanto, a rotina implementada automatizou o seguinte processo:

1. Execução do modelo MELP;
2. Execução do modelo NEWAVE;
3. Após a conclusão do NEWAVE, verifica-se, no relatório de resultados do NEWAVE, se o critério de convergência foi atendido: no caso dessa pesquisa, utilizou-se o risco de déficit calculado pelo NEWAVE como critério de convergência;
4. Caso o risco de déficit seja maior que o valor informado pelo usuário (mais a tolerância) segue para o item 5, caso contrário, o processo termina;

5. Aumenta-se a demanda de energia, de acordo com o passo informado pelo usuário, de entrada do modelo MELP;
6. Retorna-se ao item 1.

Com o aumento da demanda de energia o modelo MELP calcula uma expansão de geração maior para o sistema, portanto, a execução do modelo NEWAVE com o novo cronograma de expansão, mantendo sua demanda de energia original, deverá apresentar menos déficit. O processo se repete até que o critério de convergência seja atendido.

3.3.3 Conversor NEWAVE para DESSEM

Assim como os demais modelos apresentados, o modelo DESSEM utiliza uma grande quantidade de dados de entrada para sua execução. Contudo, diferentemente dos modelos anteriores, ele utiliza dados de entrada com menores intervalos temporais e mais detalhes do sistema.

Portanto, como essa pesquisa utilizou um grande número de caso de execução do DESSEM, implementou-se uma rotina em Python (versão 3.6) que adapta os dados do *deck* do NEWAVE e saídas do SUSHI, para o formato de entrada de dados do DESSEM, para auxiliar nessa etapa da pesquisa.

A rotina recebe como entrada:

- *Deck* de entrada do NEWAVE;
- Planilha do Excel com variáveis de saída do SUSHI: percentual de volume final armazenado no reservatório de cada usina hidrelétrica, volumes máximo e mínimo armazenado em cada reservatório, vazão afluente incremental e vazão defluente;
- Planilha do Excel com a carga horária do sistema de um ano completo;
- Arquivo de dados gerais.

A partir do *deck* de entrada do NEWAVE, o conversor coleta dados como custo de operação das usinas térmicas, limite de intercâmbio, usos alternativos da água de cada usina hidrelétrica, entre outros, e os converte para o formato de entrada do DESSEM.

Além disso, o modelo NEWAVE tem como entrada de dados o cronograma de expansão da geração do sistema, indicando quais e quando as usinas entrarão em operação. Contudo, como o modelo DESSEM simula até uma semana a frente, ele não recebe como entrada de dados o cronograma de expansão, ele opera apenas aquelas usinas existente no parque gerador de cada caso.

Portanto, para adaptar as usinas em expansão para o caso do DESSEM, a rotina elenca as usinas que já entraram em operação até a semana selecionada para execução do DESSEM de acordo com o cronograma de expansão da geração:

Caso a usina hidrelétrica já tenha entrado em operação, ela é tratada como uma usina existente no caso DESSEM. Caso contrário, a rotina considerado seu índice de evaporação nulo e adiciona a restrição para que seu volume de armazenamento máximo seja igual ao seu volume de armazenamento mínimo e iguais a zero. Adiciona também a restrição que sua produtividade específica seja zero, impedindo a usina de gerar.

Caso a usina termelétrica já tenha entrado em operação, ela é tratada como as outras usinas existentes para o DESSEM. Caso contrário, a rotina informa que essa usina inicia o estudo com suas unidades desligadas há 1h e o tempo de permanência desligado é alterado para 9999h, de forma que ela não pode ser acionada para este caso.

Além disso, a rotina utiliza os dados de saída do SUIISHI para informar as entradas de dados do DESSEM como vazões afluentes e volumes iniciais de cada usina hidrelétrica. Assim como o modelo NEWAVE, o modelo SUIISHI tem suas entradas e saídas de dados para todos os meses de todos os anos de estudo, portanto a rotina é responsável por localizar a semana selecionada, para execução do DESSEM, dentro do horizonte de estudo do SUIISHI e coletar os respectivos valores das variáveis.

Como o DESSEM simula a operação do sistema em intervalos de até meia hora, ele requer uma a curva de carga com intervalos menores que os valores médios mensais utilizados pelo NEWAVE e SUIISHI. Portanto, a rotina utiliza a planilha do Excel com a carga horária do sistema para formar a entrada da curva demanda do DESSEM. Com ela, a rotina calcula médias horárias, de acordo com o tipo de dia (final de semana ou dia útil) para cada mês da planilha, transformando o mês em semana do DESSEM.

Por fim, a rotina recebe como entrada um arquivo de dados gerais contendo os diretórios das pastas contendo os arquivos do NEWAVE, saída do SUIISHI e planilha com dados de carga, além disso, são informados o número de patamares de carga, número total de intercâmbios, ano inicial de estudo, total de anos de estudo do NEWAVE, meses e anos para os quais se deseja montar a semana de execução do DESSEM.

Com essa rotina, os dados provenientes do caso do NEWAVE e SUIISHI são convertidos para os formatos de entrada de dados do modelo DESSEM, permitindo, assim, sua execução.

3.3.4 Calibra DESSEM

Para a simulação do DESSEM proposta nessa pesquisa, não são informados os cortes da função de custo futuro do NEWAVE para o modelo. Ao invés disso, a função de custo futuro é informada indiretamente pelos resultados dos reservatórios individualizados do SUSHI, ou seja, utiliza-se uma aproximação por volumes meta.

Como dessa maneira o modelo DESSEM não atribui custo futuro à água armazenada ao final do estudo, considera-se essa restrição através de limites máximos e mínimos dos volumes armazenados nos reservatórios, assim como para a água em viagem.

Vale ainda lembrar que, como o DESSEM possui base horária, ele considera o tempo de viagem que a água leva entre uma usina hidrelétrica e outra na mesma cascata. Portanto, são necessários os resultados da operação horária para obtenção dos valores da água em viagem, mas os resultados do SUSHI são em base mensal.

Para obtenção dos valores da água em viagem em base horária realizou-se uma simulação simplificada do modelo DESSEM e, assim, obteve-se a defluência total de cada usina para todas as horas do horizonte de estudo. Esta simulação simplificada do modelo DESSEM foi denominada simulação de calibração e não considerou:

- Restrições de rampa de acionamento e desligamento das usinas térmicas;
- *Unit-commitment* das usinas térmicas;
- Geração térmica mínima.

Com isso, a simulação de calibração permitiu ao modelo uma operação flexibilizada das usinas térmicas. Enquanto que a operação das usinas hidrelétricas recebeu restrição de geração máxima. Como a operação das UTEs foi flexibilizada e o modelo busca otimizar o custo de operação do sistema, ele optaria pela geração das usinas mais baratas, ou seja, atenderia a demanda apenas com as UHEs.

Portanto, para manter a operação resultante do DESSEM coerente com as dos modelos NEWAVE e SUSHI, na simulação de calibração, limitou-se a geração das UHEs pela geração resultante da simulação hidrotérmica do SUSHI. Dessa maneira, a função de custo futuro calculada pelo NEWAVE é passada indiretamente para o modelo DESSEM pela geração hidrelétrica individualizada resultante do modelo SUSHI.

Para auxiliar nessa simulação de calibração do modelo DESSEM, foram implementadas duas rotinas em Python (versão 3.6):

- Ajustes para calibração:
 - Ajusta as flags de entrada do modelo DESSEM para flexibilizar a operação térmica;

- Imprime as restrições de geração hidráulica máxima para cada usina;
- Coleta informações dos resultados da operação:
 - Volume armazenado em cada reservatório ao final do estudo;
 - Água em viagem durante os dias simulados;

A rotina de ajustes para a calibração recebe como entrada os arquivos do modelo DESSEM referentes às informações de usinas térmicas, altera as informações necessárias para flexibilizar a operação e imprime os arquivos alterados.

A rotina recebe como entrada também uma planilha de dados contendo a geração média mensal hidrelétrica, para cada UHE, resultante da simulação hidrotérmica do modelo SUIHI. A rotina, então, seleciona a geração correspondente ao mês da semana de simulação do DESSEM e utiliza estes valores para imprimir o arquivo de restrições hidrelétricas (entrada do modelo DESSEM) limitando a geração hidrelétrica, de cada UHE, por todos os dias do horizonte de estudo.

Após a simulação de calibração do DESSEM, as flags para flexibilização da operação térmica são retornadas as configurações originais e executa-se a rotina para coletar as informações da operação.

Esta segunda rotina recebe como entrada o arquivo de saída do modelo DESSEM contendo a operação hidrelétrica, na forma de planilha de dados. Destes dados, a rotina seleciona o volume final armazenado na última hora de estudo e a utiliza para criar a restrição que limita o volume mínimo armazenado na última meia hora do horizonte de estudo, para cada UHE.

Além disso, a rotina seleciona, desta mesma planilha, a vazão turbinada e vertida de todas as UHEs que possuem usina imediatamente a jusante. Para estas usinas, a rotina imprime a restrição que limita a vazão de defluência mínima (soma da vazão turbinada e vertida) durante as últimas horas de estudo que totalizam o tempo de viagem da água desta usina até a usina correspondente a jusante.

Com isso, obtém-se os valores de volumes armazenados nos reservatórios, e a água em viagem em base horária, para serem usados como restrições operativas na simulação final do modelo DESSEM.

3.3.5 Roda DESSEM

Como será apresentado no próximo capítulo, foram criados diversos casos de simulação no modelo DESSEM: semanas típicas de dois meses, de quatro anos de estudo, com dez cenários de geração eólica, totalizando 80 casos do DESSEM. Portanto, como as simulações não podiam ser executadas simultaneamente, implementou-se uma rotina em Python (versão 3.6) para administrar a execução dos casos. O fluxograma da figura 3.5 representa a estrutura da rotina implementada.

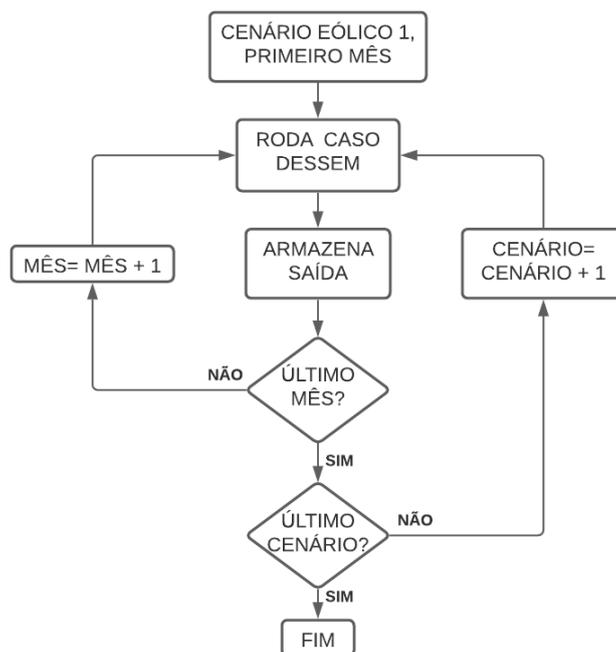


Figura 3.5: Fluxograma representativo da rotina que administra as execuções do DESSEM.

Para que a rotina seja executada é necessário que todos os arquivos de entrada do DESSEM, para todas as semanas simuladas, estejam prontos, assim como os arquivos com todos os cenários de geração eólica.

Assim, a rotina inicia executando a primeira semana típica no DESSEM, com o primeiro cenário eólico informado pelo usuário. Ao terminar a simulação, a rotina armazena os arquivos de saída do modelo DESSEM em um diretório separado, para que os arquivos não sejam sobrescritos.

A rotina, então, muda de diretório para a próxima semana típica (outro mês e ano) informada pelo usuário. Ao final da simulação de todas as semanas típicas informadas, o modelo muda o nome do arquivo de geração eólica para que o modelo DESSEM seja executado novamente com outro cenário. O processo todo se repete até que todos as semanas e cenários eólicos informados tenham sido simulados.

3.3.6 Resultados DESSEM

Ao final da execução da rotina anterior, todos os arquivos de saída de cada caso do DESSEM (126 arquivos para cada um dos 80 casos simulados) estão armazenados em diferentes diretórios. Para auxiliar na coleta de dados foram desenvolvidas rotinas em Python (versão 3.6).

Essa rotina caminha pelos diretórios com os resultados de cada caso simulado e, para cada variável desejada, abre o arquivo de saída correspondente e imprime os dados coletados em uma planilha de dados. A planilha é construída de acordo com

a variável de saída, de forma que o resultados de todos os casos é impresso em uma mesma planilha para facilitar a comparação.

De acordo com a variável desejada, o formato de arquivo de saída do DESSEM é diferente, portanto, a rotina para coletar resultados foi construída com diferentes funções de acordo com o tipo de arquivo lido. Assim, foram coletadas as variáveis:

- Déficit por subsistema;
- Fluxo nos intercâmbios;
- Geração horária por tipo de fonte e por subsistema;
- Variáveis de operação detalhada das usinas hidrelétricas;
- Variáveis da operação detalhada das usinas térmicas;
- Geração detalhada das usinas eólicas;
- Variáveis resumo de operação de cada dia da semana típica simulada.

3.3.7 Expansões Complementares

De acordo com os resultados do DESSEM, nos casos em que foram necessárias expansões complementares de UTE, implementou-se uma rotina em Python (versão 3.6) para auxiliar na modificação dos arquivos de entrada do modelo DESSEM.

Essa rotina recebe como entrada um arquivo texto com todos os dados, dos novos projetos de usinas térmicas, necessários para simulação do modelo DESSEM: número e nome da usina, número de unidades térmicas, potência máxima e potência mínima de acionamento, custo de geração, tempo mínimo de permanência ligada e desligada.

A rotina lê estes valores e os imprime nos respectivos arquivos de entrada do caso do DESSEM informado. A rotina imprime o novo projeto de UTE com estado inicial desligado com tempo mínimo de permanência desligado cumprido.

3.4 Estrutura final da Proposta

A estrutura geral da proposta apresentada no início deste capítulo (figura 3.1) pode ser adaptada utilizando os modelos de planejamento de longo, médio e curto prazo descritos anteriormente, assim como as rotinas auxiliares implementadas. O proposto pode ser observado na figura 3.6.

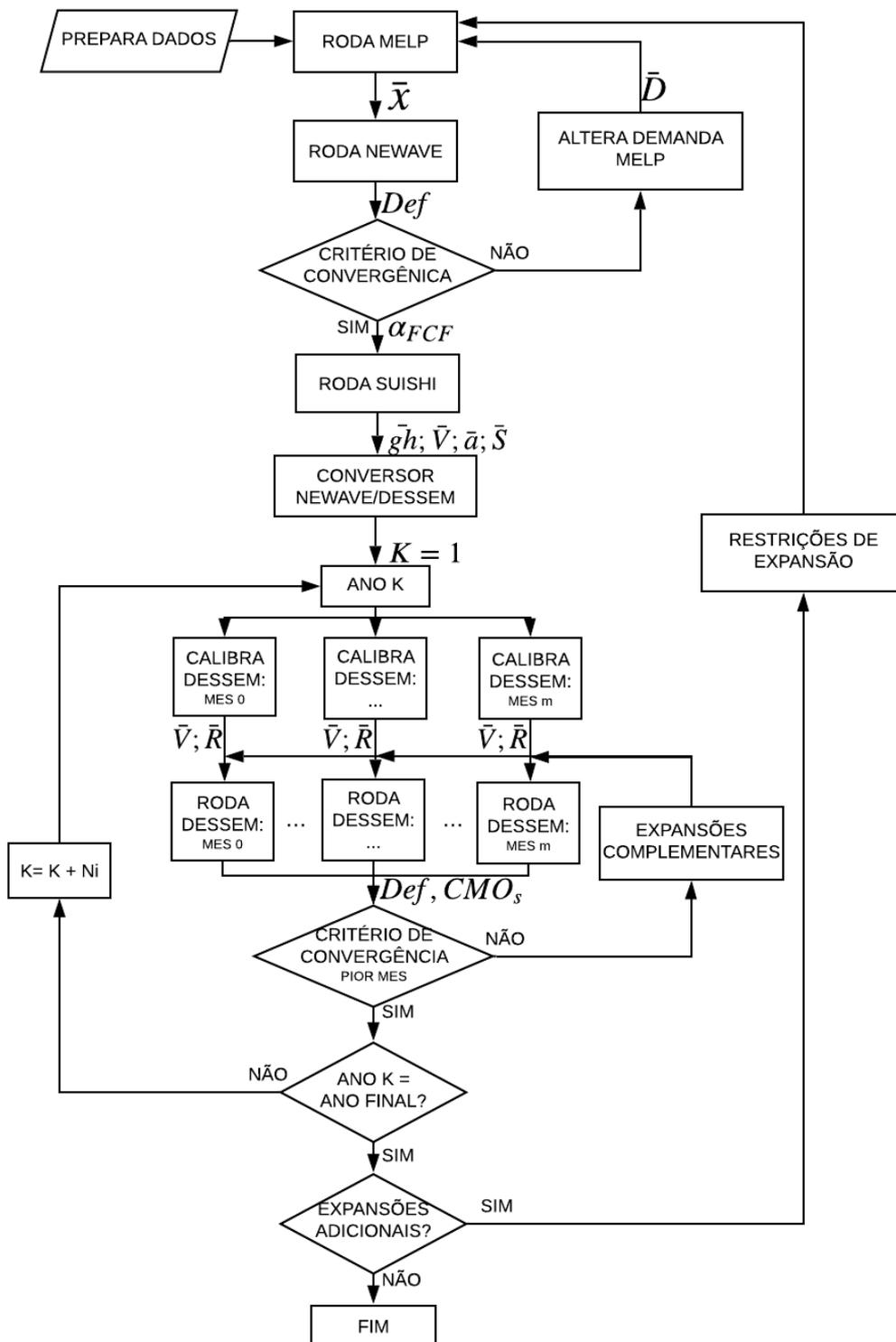


Figura 3.6: Fluxograma da proposta metodológica com modelos descritos.

Observa-se, na figura 3.6, o acoplamento entre o modelo de planejamento da expansão (MELP) com o modelo do planejamento da operação (DESSEM), formando um *soft-linking*. Este processo da figura 3.6 pode ser dividido em dois processos iterativos intermediários (processo iterativo entre MELP e NEWAVE e processo iterativo com DESSEM) e um processo iterativo final (realimentação do DESSEM para o MELP).

No primeiro processo iterativo intermediário, verifica-se o risco hidrológico no planejamento, ao considerar a expansão fornecida pelo MELP no modelo NEWAVE. No segundo processo intermediário, avaliam-se melhor os riscos das gerações das fontes intermitentes. Por fim, o processo iterativo final minimiza o custo total de investimento.

O processo é iniciado com a preparação de dados de entrada para o modelo MELP através da rotina complementar apresentada na subseção 3.3.1. A simulação do modelo fornece, como resultado, uma proposta de cronograma de expansão do parque gerador, e linhas de transmissão, do sistema (vetor \bar{x} conforme a equação 3.8 da formulação matemática).

Em seguida, o modelo NEWAVE é executado para avaliação do cronograma de expansão proposto na operação do sistema analisado. Sabe-se que novos critérios de suprimento foram estabelecidos na Resolução CNPE 29/2019 [68] quanto à adequação tanto do atendimento à energia quanto à demanda do sistema, contudo, por simplicidade, optou-se por avaliar a adequação do cronograma segundo o critério de convergência de risco de déficit menor que 5%, da Resolução CNPE 9/2008 [67].

Caso a operação do sistema, calculada pelo NEWAVE, não atenda aos critérios de convergência, são modificados dados de demanda de energia para uma nova simulação do MELP, utilizando a rotina auxiliar apresentada na subseção 3.3.2. Em seguida, o novo cronograma de expansão gerado pelo MELP (vetor \bar{x}) é simulado novamente pelo NEWAVE, com seus valores originais de demanda de energia. Graças à representação estocástica da hidrologia no modelo NEWAVE, neste primeiro processo iterativo será garantida uma análise adequada dos riscos hidrológicos, passando para o próximo processo iterativo.

Para a simulação do DESSEM, no segundo processo iterativo, são necessários dados de usinas hidrelétricas individualizadas. Contudo, conforme apresentado na seção anterior, o modelo NEWAVE agrega reservatórios de diferentes UHEs em reservatórios equivalentes. Portanto, para a obtenção das características operativas a usinas hidrelétricas individualizadas, simula-se, em seguida, o modelo SUISHI.

Então, o modelo NEWAVE fornece a função de custo futuro (cortes de α_{FCF}) para a simulação do modelo SUISHI. Obtém-se, como resultado deste modelo, as gerações das UHEs individualizadas (vetor $\bar{g}h$), volumes armazenados nos reservatórios individualizados (vetor \bar{V}), volumes afluentes incrementais aos reservatórios

(vetor \bar{a}) e volumes vertidos dos reservatórios individualizados (vetor \bar{S}).

De posse destas informações das usinas hidrelétricas individualizadas, o processo segue para o conversor de dados para elaboração dos dados de entrada dos casos do DESSEM, apresentado na subseção 3.3.3. O conversor, então, gera *decks* de entrada para dias típicos do DESSEM para determinados meses m e anos K do horizonte de estudo simulado nos modelos MELP, NEWAVE e SUSHI.

Segue-se, então, para o segundo processo iterativo intermediário, no qual avaliam-se melhor os riscos das gerações das fontes intermitentes. Este segundo processo é dividido em duas partes: primeira parte de calibração das restrições operativas do modelo DESSEM e segunda parte da avaliação do atendimento do critério de convergência.

Para a calibração do modelo DESSEM utiliza-se a rotina complementar apresentada na subseção 3.3.4, e obtém-se os valores de volumes armazenados nos reservatórios (vetor \bar{V}), e a água em viagem (vetor \bar{R}) em base horária, para serem usados como restrições operativas.

Prossegue-se, para a segunda etapa do segundo processo iterativo da avaliação do atendimento do critério de convergência. Nela, o DESSEM é simulado, com auxílio da rotina apresentada na subseção 3.3.5, com todas as restrições operativas das UHEs e de *unit-commitment*, obtendo-se a operação do sistema em base horária. Torna-se possível, então, avaliar a adequabilidade do sistema elétrico segundo critérios de convergência.

De fato, como o DESSEM possui base horária, torna-se possível observar os impactos da geração das fontes renováveis com grande variabilidade horária. Com isso, verifica-se se as demais usinas presentes no parque gerador, e no cronograma de expansão, possuem flexibilidade suficiente para atender à demanda nos períodos de diminuição, ou de ausência, da geração das fontes eólicas e solares.

Portanto, neste segundo processo iterativo utilizaram-se dois critérios de convergência: ausência de corte de carga (*Def*) e igualdade entre os custos marginais de operação (CMO_s) dos subsistemas. Caso os critérios não sejam atendidos para mais de um mês no mesmo ano, considera-se o mês mais distante do atendimento.

Com auxílio da rotina apresentada na subseção 3.3.6, avaliam-se os resultados do modelo DESSEM, para cada caso simulado. Segundo critério adotado, caso o resultado do DESSEM apresente corte de carga, a expansão planejada do parque gerador não foi suficiente, caso o resultado do DESSEM apresente diferença entre os CMO_s dos subsistemas, significa que os intercâmbios estão operando em seus limites máximos de fluxo, ou seja, a expansão planejada das linhas de transmissão não foi suficiente.

Nestes casos, o sistema elétrico do DESSEM recebe novos projetos de usinas termoelétricas a gás de ciclo simples, ou expansão dos limites de intercâmbio, de-

pendendo de qual critério de convergência não foi suprido. Essas expansões são obtidas da lista de projetos candidatas, mas que não foram implementados pelo MELP, e informadas à rotina apresentada na subseção 3.3.7 para ajuste dos arquivos de entrada. Com isso, o modelo DESSEM é executado novamente e verifica-se o atendimento à demanda e valores de custos marginais de operação. Os montantes adicionados de UTEs e intercâmbios devem ser ajustados no processo iterativo até que se atendam os critérios.

Caso o sistema tenha recebido expansões complementares, após a avaliação do critério de convergência de curto prazo, para algum dos anos do horizonte de planejamento, retorna-se ao modelo MELP no processo iterativo final. O modelo MELP irá definir um novo cronograma de expansão considerando as tecnologias adicionadas no curto prazo com restrições de expansão mínima obrigatória. Com isso, todo o encadeamento dos modelos é executado novamente, até que o critério da operação de curto prazo seja atendido sem a necessidade de expansões complementares.

Finalmente, considerando o tempo computacional total de execução de cada modelo, aproximadamente, para a execução de um caso de estudo de planejamento da expansão decenal:

- MELP: 2 horas;
- NEWAVE: 1 dia;
- SUSHI, no modo de simulação hidrotérmica: 1 hora;
- DESSEM: 1 hora por caso (uma semana);

Portanto, considerando que todos os critérios de convergência fossem atendidos na primeira iteração, com a simulação de todas as semanas (52 semanas) de cada ano de estudo no modelo DESSEM e sem considerar o tempo de interferência do usuário, o tempo computacional total de execução da cadeia apresentada seria de 547 horas (aproximadamente 23 dias).

3.5 Inovação do Trabalho

Conforme apresentado na seção anterior, as implementações que mais se aproximam desta proposta metodológica, foram [52–57, 102]. A diferença destas pesquisas para o proposto neste estudo está nos modelos computacionais utilizados e no caso de estudo selecionado.

Nas pesquisas que utilizaram metodologias com *soft-link*, na revisão bibliográfica, os sistemas elétricos utilizados na simulação foram os sistemas reais pequenos quando comparados com o Brasil: Portugal, Irlanda, Itália, Holanda e Reino Unido.

A metodologia proposta neste trabalho utilizou como sistema elétrico de estudo o caso brasileiro que, conforme os dados do PDE 2026 [103], possui a capacidade instalada, de cada tipo de usina, muito superior àquela dos demais países mencionados.

Logo, é possível se afirmar que o Brasil lida com outros desafios no planejamento da expansão da geração do seu sistema elétrico quando comparado ao demais países mencionados, principalmente devido à presença majoritária de usinas hidrelétricas em seu parque gerador, que agrega complexidade graças à incerteza de suas vazões.

Portanto, os modelos utilizados nos estudos de planejamento do sistema elétrico brasileiro (sistema hidrotérmico de grande porte) lidam com maiores níveis de incertezas que os modelos utilizados nas pesquisas mencionadas não consideram.

A inovação deste trabalho em relação à literatura está na consideração das incertezas inerentes a um sistema elétrico hidrotérmico de grande porte além das incertezas adicionadas devido às outras fontes renováveis intermitentes (eólica e solar). Por conta disso, a inovação deste trabalho em relação à literatura também consiste na utilização dos modelos computacionais descritos e nas implementações necessárias aos seus encadeamentos.

Além disso, este trabalho apresenta inovações em relação a metodologia, implementada atualmente, nos estudos do planejamento da expansão no sistema elétrico brasileiro, conforme apresentado na seção 2.5.1.

De fato, até a atualidade, nenhum estudo de planejamento do sistema elétrico brasileiro encadeou o modelo da expansão da geração com o modelo da programação diária da operação. Portanto, esta metodologia proposta é capaz de gerar resultados com maior nível de detalhamento da operação e assim construir um plano de expansão mais seguro considerando as fontes renováveis intermitentes.

Capítulo 4

Estudo de caso

4.1 Configuração do Caso

Nesta pesquisa, utilizou-se como caso de estudo o sistema elétrico brasileiro, o SIN. Utilizou-se como referência de dados o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026 [103]), cujo *deck* de dados está disponível em site público abrangendo um horizonte até o ano de 2031.

Conforme apresentado no capítulo 2, o estudo de PDE é publicado anualmente pela EPE, seguindo diretrizes e com apoio do MME, e avalia a expansão do SIN, indicando a ampliação do parque gerador e das interligações entre subsistemas, seguindo critérios estabelecidos, de acordo com a previsão de demanda do mercado.

O PDE 2026, publicado no site da EPE em julho de 2017, conta com um relatório da avaliação realizada pela EPE assim como o conjunto de arquivos de entrada para o programa NEWAVE. Foi utilizado o *deck* completo com horizonte de planejamento de 2016 a 2031, substituindo os projetos de expansão indicativos (de 2027 a 2031) por projetos utilizados exclusivamente nesta dissertação.

Do PDE 2026 foram considerados os seguintes dados de configuração do sistema:

- Configuração do sistema: divisão do SIN em subsistemas;
- Interconexões: linhas de interligação entre os subsistemas;
- Evolução da demanda de energia elétrica ao longo do horizonte de estudo por subsistema ;
- Dados do parque hidrelétrico: histórico de vazões, cascata das usinas, volume morto dos reservatórios, volume máximo dos reservatórios, potência disponível, limites de geração, número de unidades geradoras, curvas de cota volume e cota vazão, etc.;

- Dados das usinas termelétricas: classe de combustível, custo de operação, limites de geração, potência disponível, taxa de indisponibilidade forçada, indisponibilidade programada, etc.;

O SIN foi dividido em nove subsistemas e dois nós fictícios, como ilustrado na figura 4.1: Sudeste (SE), Sul (S), Norte (N), Nordeste (NE), Acre e Rondônia (AC), Manaus (MAN), Belo Monte (BM), Tapajós (TAP), Teles Pires (TPI), nó de Imperatriz (IMP) e nó de Xingo (XI). As linhas entre os subsistemas representam os troncos de interligação existentes. Neste trabalho, Itaipu e as usinas do Paraná foram incluídas no subsistema Sudeste.

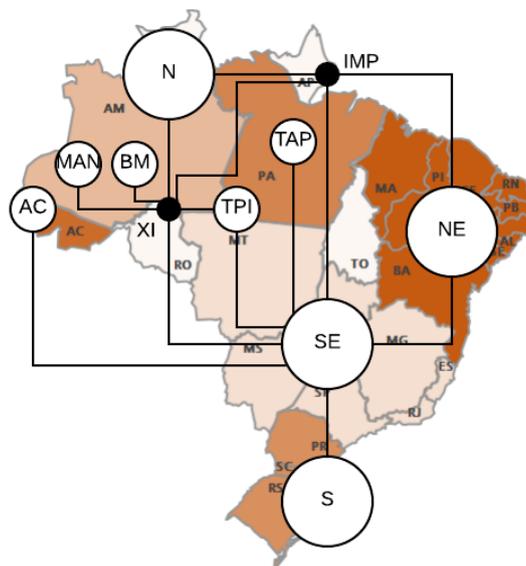


Figura 4.1: Configuração dos subsistemas.

A figura 4.2 ilustra a evolução da demanda de energia elétrica para os 16 anos considerados no PDE 2026 para cada subsistema do SIN. Para os nós fictícios e os subsistemas exportadores Belo Monte, Tapajós e Teles Pires, a demanda é nula para todo horizonte de estudo.

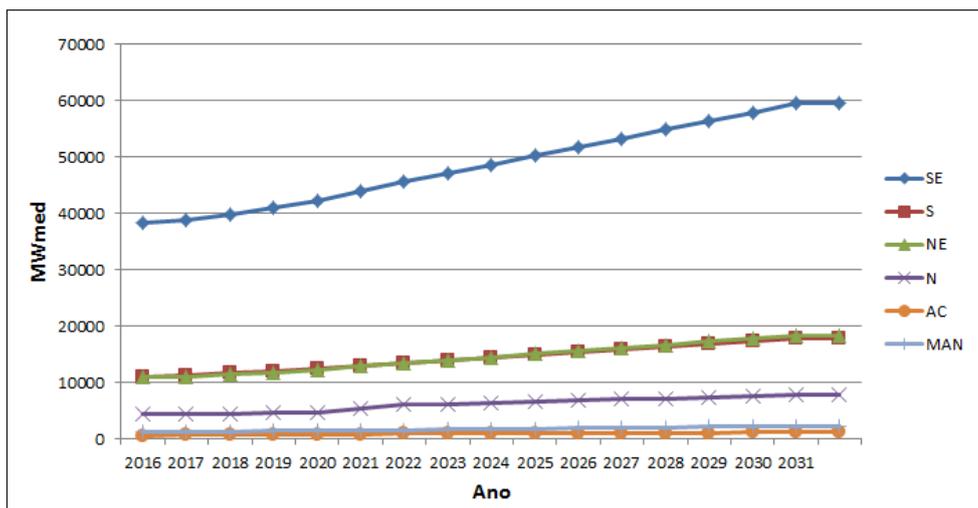


Figura 4.2: Evolução da demanda de energia.

A tabela 4.1 apresenta o total de UHEs presentes em cada subsistema do SIN, assim como a capacidade instalada total de UHEs, existentes antes do primeiro mês de estudo, em 2016.

Tabela 4.1: Total de Usinas Hidrelétricas Existentes (05.2016)

Subs.	No. Hidr.	Cap. Nominal (MW)
SE ¹	94	49939.9
S	30	14793.4
NE	7	10830.5
N	3	9652.5
AC	4	6298.0
MAN	4	949.9
BM	0	0.0
TPI	1	728.0
TAP	1	227.2
Total	145	93419.4

A tabela 4.2 apresenta o total de UTEs presentes em cada subsistema do SIN, assim como a capacidade instalada total de UTEs, existentes antes do primeiro mês de estudo, em 2016.

Estes dados e configurações do caso de estudo foram consideradas da mesma forma em todos os modelos computacionais simulados, conforme a metodologia proposta.

As seções seguintes apresentam configurações e premissas que foram consideradas em cada um dos modelos computacionais, de acordo com os dados de entrada exigidos em cada um deles.

¹O subsistema SE inclui a importação de 7000MW do Paraguai.

Tabela 4.2: Total de Usinas Termelétricas Existentes (05.2016)

Subs.	No. Term.	Cap. Nominal (MW)
SE	34	9149.6
S	15	3169.0
NE	38	5438.0
N	5	904.0
AC	1	340.0
MAN	8	573.0
BM	0	0.0
TPI	0	0.0
TAP	0	0.0
Total	101	19573.6

4.2 Premissas MELP

Para simulação do modelo MELP utilizou-se o horizonte de estudo de 16 anos, com início em 2016. O modelo foi executado na sua versão 8.0 e utilizou-se para solução o algoritmo de programação inteira mista, Branch-and-Cut disponível no pacote de otimização IBM/CPLEX, com gap de convergência de 0.6%, fazendo uso de uma heurística de busca local desenvolvida para o modelo.

Os 16 anos simulados no MELP foram divididos em quatro períodos sazonais (quatro trimestres no ano) e três patamares de carga. No PDE 2026 a duração e profundidade dos patamares são calculados de acordo com o nível da demanda ao longo do mês (leve, média e pesada) sem levar em consideração a cronologia diária. Nesta pesquisa, tomou-se como base os dados diários da operação do ONS, do ano de 2018, e calculou-se a curva horária de cada mês e a partir dela derivaram-se os três patamares de carga cronológicos a seguir:

Portanto, para cálculo das profundidades dos patamares de carga, foram utilizadas curvas médias horárias de demanda por subsistema obtidas do site do ONS [104], por trimestre.

- Patamar 1: de 0h às 7h, com 8 horas de duração;
- Patamar 2: de 8h às 15h, com 8 horas de duração;
- Patamar 3: de 16h às 23h, com 8 horas de duração;

Lembrando-se que na versão do modelo MELP utilizada neste estudo, a geração de UNCs existentes (PCH, PCT, eólica e fotovoltaica) são informadas com geração constante para cada período de estudo, para cada subsistema, e abatidas da demanda de energia do subsistema correspondente.

Conforme consta no arquivo de patamares do NEWAVE, assim como a demanda, as UNCs existentes possuem informação de profundidade de patamar. Portanto,

para cálculo destas profundidades, foram utilizadas curvas de geração horária do histórico do ONS [105]. A profundidade dos patamares de cada intercâmbio, para todos os períodos do estudo, foram considerados iguais a 1.0.

Conforme apresentado na seção anterior, utilizou-se o PDE 2026 como base de dados para o estudo. Na elaboração do PDE, os projetos que entram em operação nos cinco primeiros anos de estudo já foram leiloados. Portanto, para a simulação do MELP, os projetos de usinas geradoras e intercâmbio, presentes no PDE, com expansão programada entre anos de 2016 a 2020 foram considerados com expansão obrigatória para o modelo MELP.

A tabela 4.3 apresenta a expansão programada no PDE para os cinco primeiros anos de estudo, das usinas hidrelétricas e termelétricas, para cada subsistema do SIN. Na tabela pode-se observar o número de projetos por subsistema e a soma da capacidade instalada total, por tipo de usina, expandidos entre os anos de 2016 e 2020.

Tabela 4.3: Expansão obrigatória nos cinco primeiros anos de UHE e UTE.

Subs.	No. Hidr.	Cap. Nominal (MW)	No. Term.	Cap. Nominal (MW)
SE	1	150.0	6	2201.9
S	2	412.2	2	348.0
NE	0	0.0	4	1611.0
N	1	233.1	3	703.5
AC	2	1310.5	1	164.0
MAN	1	219.0	6	977.0
BM	1	11000.0	0	0.0
TPI	4	2498.9	0	0.0
TAP	0	0.0	0	0.0
Total	12	15823.7	22	6005.4

A tabela 4.4 apresenta a expansão programada no PDE para os cinco primeiros anos de estudo, das UNCs: PCHs, PCTs, usinas eólicas e usinas fotovoltaicas, para cada subsistema do SIN. Na tabela verifica-se a capacidade total instalada, por subsistema, para cada tecnologia devido à expansão de 2016 a 2020.

Observa-se que apenas os subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte apresentam expansão em usinas não controláveis. Sendo a usina eólica com maior expansão entre as quatro.

Por fim, a tabela 4.5 apresenta a expansão dos intercâmbios entre os subsistemas, entre os anos de 2016 e 2020, programada no PDE. Em virtude do grande número de interligações entre os subsistemas, a tabela resume os resultados da expansão apresentando o aumento da capacidade de importação e exportação de energia de cada subsistema em virtude da expansão das linhas de transmissão entre os subsistemas.

Tabela 4.4: Expansão obrigatória nos cinco primeiros anos de usinas não despachadas centralizadamente.

Subs.	Cap. Nominal (MW)			
	PCH	PCT	Eólica	Solar
SE	788.7	1414.3	3.0	237.4
S	406.1	135.9	449.1	0.0
NE	95.2	238.1	7517.9	2057.8
N	75.5	65.8	131.0	0.0
AC	0.0	0.0	0.0	0.0
MAN	0.0	0.0	0.0	0.0
BM	0.0	0.0	0.0	0.0
TPI	0.0	0.0	0.0	0.0
TAP	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1365.5	1854.1	8101.0	2295.2

Tabela 4.5: Expansão obrigatória nos cinco primeiros anos dos limites de intercâmbio.

Subs.	Limite Imp. (MW)	Limite Exp. (MW)
SE	12553.0	6998.0
S	2618.0	555.0
NE	505.0	0.0
N	3136.0	3136.0
AC	7.0	3498.0
MAN	0.0	0.0
BM	0.0	0.0
TPI	0.0	0.0
TAP	0.0	0.0
IMP	3636.0	4621.0
XI	4353.0	8000.0

Para os demais anos de estudo, 2021 a 2031, foram informadas usinas geradoras e linhas de intercâmbio como projetos candidatos opcionais para a elaboração do cronograma de expansão pelo modelo MELP. Estes projetos são detalhados nas subseções seguintes, conforme a tecnologia. Foi considerada a taxa de desconto anual de 8%.

Além disso, tanto para os projetos existentes quanto projetos candidatos, foram utilizados custo fixo de operação e manutenção (O&M) e vida útil conforme a tabela 4.6, segundo valores informados no relatório do PDE 2026. A tabela apresenta os valores de custo e vida útil discretizado por tipo de combustível de UTE, por tipo de fonte de UNC, além dos valores para UHE e intercâmbios candidatos.

Tabela 4.6: Custo fixo e vida útil por tecnologia.

Tecnologia	Custo Fixo de O&M (\$/kW)	Vida Útil (anos)
Biomassa	120	25
Carvão	100	40
Diesel	1000	25
Gás	270	30
Gás Processado	171	30
Nuclear	326	60
Óleo	1000	25
PCH	100	80
PCT	90	25
Eólica	100	25
Solar	50	25
Hidr.	26.5	50
Intercâmbio	25	20

4.2.1 Usinas hidrelétricas

Para definição do cronograma de expansão dos anos de 2021 a 2031 foram informados ao MELP projetos candidatos de usinas hidrelétricas conforme a tabela 4.7. Sendo que 21 destes projetos estavam presentes na expansão programada no PDE 2026 a partir do ano de 2021 (na coluna Originais da tabela) e ainda foram adicionados mais 10 projetos opcionais (na coluna Adicionadas da tabela).

Tabela 4.7: Projetos candidatos de usinas hidrelétricas.

Subs.	Originais		Adicionadas	
	No. Hidr.	Cap. Nominal (MW)	No. Hidr.	Cap. Nominal (MW)
SE	8	1454.2	5	1387.8
S	7	1443.7	1	290.1
NE	0	0.0	4	843.0
N	1	12.5	0	0.0
AC	1	350.0	0	0.0
MAN	1	708.5	0	0.0
BM	0	0.0	0	0.0
TPI	1	140.1	0	0.0
TAP	2	703.2	0	0.0
Total	21	4812.2	10	2520.9

Destes projetos candidatos originais de UHEs, algumas usinas entraram em operação entre os anos de 2021 e 2026, segundo o cronograma original do PDE 2026. Para estas usinas, informou-se ao MELP sua expansão obrigatória, deixando-se para o modelo a decisão de investimento na janela de 2021 a 2031. O total de usinas de expansão obrigatória, por subsistema, está apresentado na tabela 4.8.

Tabela 4.8: Projetos candidatos obrigatórios de usinas hidrelétricas.

Subs.	No. Hidr.	Cap. Nominal (MW)
SE	1	81.0
S	5	1162.0
NE	0	0.0
N	0	0.0
AC	1	350.0
MAN	1	709.0
BM	0	0.0
TPI	1	140.0
TAP	0	0.0
Total	9	2442.0

Os custos de investimento destes projetos foram calculados pelos custos informados no relatório do PDE 2026 [106], de acordo com a localização das usinas nos subsistemas. Os dados detalhados dos projetos candidatos de usinas hidrelétricas, estão apresentada na tabela B.6 do apêndice B.1.

Conforme exposto no capítulo 3, no modelo MELP adota-se cenários de disponibilidade de geração hidráulica em condições críticas e médias para a análise da operação.

Para cálculo dos valores destas energias média e crítica das usinas hidrelétricas, utilizou-se o modelo SUIISHI, no modo de execução de energia firme, para a simulação do PDE 2026 original. Os valores calculados pelo SUIISHI, para cada UHE, são apresentados nas tabelas B.1, B.2, B.3, B.4 e B.5 do apêndice B.1.

Além disso, como a geração das usinas hidrelétricas depende da disponibilidade da água, principalmente pras usinas a fio d'água, que, por sua vez, depende do regime de chuvas de cada região, o modelo MELP permite informar como dados de entrada o fator sazonal de disponibilidade de geração das UHEs por subsistema.

A tabela 4.9 apresenta os fatores sazonais, para cada trimestre, por subsistema do caso de estudo.

Estes valores foram calculados através da simulação do modelo NEWAVE do PDE 2026, com o cronograma de expansão original. Conforme apresentado no apêndice A, para esta simulação o PDE 2026 foi convertido em um caso estático, com referência em dezembro de 2026, com critério de convergência adotado neste trabalho.

Os resultados desta simulação foram utilizados, também, para o cálculo dos fatores de participação das UTEs, apresentados na subseção seguinte.

Tabela 4.9: Fatores sazonais por subsistema.

Subs.	Fator Sazonal			
	Tri.1	Tri.2	Tri.3	Tri.4
SE	1.111	0.911	0.971	1.007
S	0.852	0.845	1.196	1.109
NE	1.251	0.986	0.839	0.924
N	1.263	1.236	0.537	0.964
AC	1.484	1.334	0.497	0.686
MAN	1.064	1.347	1.079	0.51
BM	1.838	1.596	0.226	0.339
TPI	1.544	1.128	0.446	0.882
TAP	1.000	1.000	1.000	1.000

4.2.2 Usinas termelétricas

Para cálculo do cronograma de expansão dos anos de 2021 a 2031 foram informados ao MELP projetos candidatos de usinas termelétricas conforme a tabela 4.10. Sendo que 3 destes projetos estavam presentes na expansão programada no PDE 2026 a partir do ano de 2021 (na coluna Originais da tabela) e ainda foram adicionados mais 95 projetos opcionais (na coluna Adicionadas da tabela).

Tabela 4.10: Projetos candidatos de usinas termelétricas.

Subs.	Originais		Adicionadas	
	No. Term.	Cap. Nominal (MW)	No. Term.	Cap. Nominal (MW)
SE	2	1410.0	31	14750.0
S	0	0.0	28	11750.0
NE	1	150.0	16	8750.0
N	0	0.0	5	2500.0
AC	0	0.0	0	0.0
MAN	0	0.0	0	0.0
BM	0	0.0	10	4250.0
TPI	0	0.0	0	0.0
TAP	0	0.0	0	0.0
Total	3	1560.0	90	42000.0

Estes 102 projetos adicionados foram discretizados por tipo de combustível, para cada subsistema, na tabela 4.11. Esta tabela apresenta o total da capacidade de geração, para cada subsistema, dos projetos candidatos informados ao MELP.

Para estes projetos candidatos foram considerados os custos de investimento e os custos de operação, da tabela 4.12, de acordo com o tipo de combustível de cada projeto. Os valores de custo da tabela foram obtidos de acordo com os valores informados no relatório do PDE 2026.

Tabela 4.11: Potência total de projetos candidatos de usinas termelétricas por tipo de combustível

Subs.	Cap. Nominal (MW)		
	Gás	Carvão	Nuclear
SE	10250.0	1500.0	3000.0
S	10250.0	1500.0	0.0
NE	4250.0	1500.0	3000.0
N	2500.0	0.0	0.0
AC	0.0	0.0	0.0
MAN	0.0	0.0	0.0
BM	4250.0	0.0	0.0
TPI	0.0	0.0	0.0
TAP	0.0	0.0	0.0
Total	31500.0	4500.0	6000.0

Tabela 4.12: Custo de investimento e de operação de usinas termelétricas.

Tipo Combustível	Custo Invest. (\$/kW)	Custo Operação (\$/MWh)
Biomassa	4000.00	80.00
Carvão	9000.00	100.00
Diesel	0.00	0.00
Gás CS	2281.00	250.00
Gás CC	3259.00	311.00
Nuclear	16294.00	25.00
Óleo	0.00	0.00

As informações detalhadas dos projetos candidatos de UTEs, contendo sua capacidade instalada e custos de investimento, está apresentada nas tabelas B.7 do apêndice B.2. Os valores de fator de capacidade e custo de operação das usinas candidatas estão apresentadas nas tabelas B.8 do apêndice B.2

Conforme exposto no capítulo 3, para os cenários hidrológicos médio e crítico, a geração termelétrica é limitada pela sua energia média e crítica, respectivamente, obtidas utilizando-se o fator de participação da usina para cada tipo de cenário hidrológico. Estes fatores foram calculados utilizando da simulação descrita na subseção anterior (página 72) com o PDE 2026 estático, com a metodologia apresentada no apêndice A.

O gráfico 4.3 apresenta os fatores de participação, no cenário médio e no cenário crítico, pelo custo de operação das usinas termelétricas utilizadas no cálculo.

Na simulação do modelo MELP, para este estudo, informou-se a curva típica dos fatores de participação, do gráfico 4.3, para o modelo obter automaticamente os fatores de participação de cada UTE do estudo, segundo os respectivos custos.

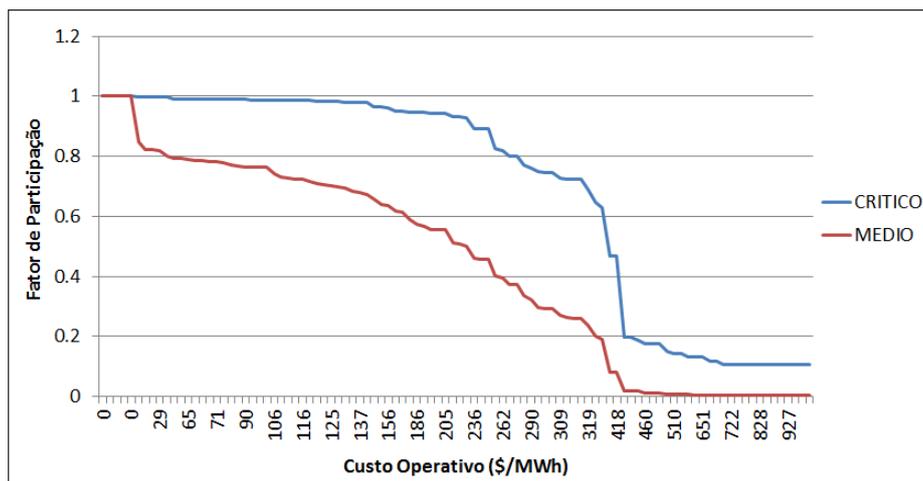


Figura 4.3: Curvas do fatores de participação das usinas termelétricas.

4.2.3 Usinas não controláveis

Para definição do cronograma de expansão dos anos de 2021 a 2031 foram informados ao MELP projetos candidatos de UNC conforme a tabela 4.13. Na tabela, a coluna de projetos Originais foi derivada do bloco de usinas não despachadas centralizadamente do PDE 2026 original, enquanto que a coluna Adicionadas, representa os projetos adicionados opcionais.

Tabela 4.13: Projetos candidatos de usinas não despachadas centralizadamente.

Subs.	Originais		Adicionadas	
	No. Usi.	Cap. Nominal (MW)	No. Usi.	Cap. Nominal (MW)
SE	33	15964.1	20	10000.0
S	33	3652.8	11	2500.0
NE	44	17963.4	71	41500.0
N	0	0.0	0	0.0
AC	0	0.0	0	0.0
MAN	0	0.0	0	0.0
BM	0	0.0	0	0.0
TPI	0	0.0	0	0.0
TAP	0	0.0	0	0.0
Total	110	37580.3	102	54000.0

Conforme mencionado anteriormente, assim como no modelo MELP, o modelo NEWAVE pode considerar a geração das UNCs como um valor constante, a cada período de estudo, a ser abatido da demanda.

Nos arquivos originais do PDE 2026, deck de entrada do NEWAVE, são informadas gerações, para cada mês do horizonte de estudo, para cada subsistema, em blocos de PCHs, PCTs, usinas eólicas e usinas solares.

Portanto, para o cálculo do cronograma de expansão pelo modelo MELP a partir

de 2021, os estes blocos de geração foram convertidos em projetos opcionais para o modelo, correspondente aos da coluna Originais da tabela 4.13.

Para realizar esta conversão, para cada tipo de usina e subsistema, calculou-se o acréscimo de geração de cada ano de estudo, a partir de 2021, e utilizando os fatores de capacidade anual da tabela 4.14, transformou-se a geração de cada fonte em um projeto candidato que pode receber investimento entre os anos 2021 a 2031.

Observa-se que a tabela 4.14 apresenta os fatores de capacidade de cada tipo de fonte de UNC, para cada subsistema do SIN. Estes valores foram obtidos pelo relatório do PDE 2026.

Tabela 4.14: Fator de capacidade das usinas não controláveis

Subs.	Fator de Capacidade (%)			
	PCH	PCT	Eólica	Solar
SE	45.00	30.00	42.00	25.00
S	54.00	30.00	39.00	25.00
NE	45.00	30.00	47.00	25.00
N	45.00	30.00	42.00	0.00
AC	45.00	30.00	42.00	25.00
MAN	45.00	30.00	42.00	0.00
BM	0.00	0.00	0.00	0.00
TPI	45.00	30.00	42.00	0.00
TAP	0.00	0.00	0.00	0.00

Estes projetos candidatos, obtidos a partir da geração fixa original do PDE 2026, são discretizados por tipo de fonte, por subsistema, na tabela 4.15, onde apresenta-se as capacidades instaladas totais.

Tabela 4.15: Potência total de projetos originais candidatos de usinas não controláveis

Subs.	Cap. Nominal (MW)			
	PCH	PCT	Eólica	Solar
SE	4788.7	9686.7	0.0	1488.7
S	1486.6	500.7	1665.5	0.0
NE	168.9	427.8	13676.0	3690.7
Total	6444.2	10615.2	15341.5	5179.4

Além deles, foram adicionados projetos candidatos de usinas eólicas e solares, para cada subsistema. A tabela 4.16 apresenta total de capacidade disponível para expansão por tipo de fonte, por subsistema.

Os subsistemas que não aparecem nas tabelas 4.15 e 4.16 não receberam projetos candidatos de UNC, conforme a configuração do PDE 2026 original.

Tabela 4.16: Potência total de projetos adicionados candidatos de usinas não despachadas centralizadamente

Subs.	Cap. Nominal (MW)			
	PCH	PCT	Eólica	Solar
SE	0.0	5000.0	0.0	5000.0
S	0.0	500.0	2000.0	0.0
NE	0.0	500.0	36000.0	5000.0
Total	0.0	6000.0	38000.0	10000.0

Para todos estes projetos candidatos foram, originais e adicionados, considerados os custos de investimento da tabela 4.17, de acordo com os valores coletados do relatório do PDE 2026, para cada tipo de fonte.

Tabela 4.17: Custo de investimento de usinas não controláveis

Fonte	Custo Invest. (\$/kW)
PCH	7500.00
PCT	4000.00
Eólica	5300.00
Solar	4236.00

As informações detalhadas de todos os projetos candidatos de UNC, contendo sua capacidade instalada e custos de investimento, estão apresentadas nas tabelas B.9 e B.11 no apêndice B.3. Os valores de fator de capacidade e custo de operação das usinas candidatas estão apresentadas nas tabelas B.10 e B.12 no apêndice B.3.

Assim como para as usinas hidrelétricas, a geração das usinas eólicas e solares depende da disponibilidade de seus recursos, com a diferença que, além de variarem conforme com o período sazonal, estes recursos tem sua disponibilidade variável ao longo do dia.

Contudo, o MELP adota a discretização anual em trimestres e patamares de carga, portanto a tabela 4.18, apresenta os fatores horo-sazonais que correspondem a disponibilidade de cada tipo de fonte, dependendo do trimestre e patamar de carga avaliado na operação dessas usinas.

Estes valores foram calculados a partir das mesmas curvas de geração eólica e de geração solar utilizada no cálculo das profundidades dos patamares destas gerações, provenientes do histórico de geração do ONS [105].

Tabela 4.18: Fatores horo-sazonais das usinas por patamar

Fonte	Patamar	Fator Horo-sazonal			
		Tri.1	Tri.2	Tri.3	Tri.4
Eólica	1	0.964	1.04	1.023	0.976
	2	0.831	0.903	0.929	0.906
	3	1.205	1.057	1.048	1.118
Solar	1	0.5	0.5	0.5	0.5
	2	2	2	2	2
	3	0.5	0.5	0.5	0.5

4.2.4 Intercâmbios entre subsistemas

Para cálculo do cronograma de expansão dos anos de 2021 a 2031 foram disponibilizados para o MELP projetos candidatos de intercâmbio entre os subsistemas, e com os respectivos limites, apresentados na tabela 4.19.

Tabela 4.19: Projetos candidatos de linhas de intercâmbio

Subs.	Linha		Limite (MW)	
	De	Para	De>Para	Para>De
SE	S		500	500
SE	NE		2000	2000
SE	AC		0	3000
SE	TPI		0	3000
SE	TAP		0	3000
SE	XI		0	3000
SE	IMP		2000	2000
NE	IMP		1000	1000
N	IMP		1000	1000
N	XI		1000	1000
BM	XI		1000	1000
MAN	XI		2000	2000
IMP	XI		2000	2000

Para cada intercâmbio apresentado na tabela 4.19 foram disponibilizados mais de um projeto candidato de linha para o MELP, conforme apresentado na tabela 4.20, na coluna No. Linhas. Além disso, a tabela 4.20 também apresenta os fatores de perda de cada projeto de linha candidato, assim como o custo de investimento unitário de cada projeto. Estes valores foram obtidos com base no caso elaborado pelo CEPEL com grupo Eletrobras e MME [72] e ajustados com os dados fornecidos pela EPE no relatório do PDE 2026 [103].

Tabela 4.20: Fator de perda e custo de investimento de intercâmbio

Linha		No.	Perdas	Custo Invest.
Subs.	Subs.	Linhas	(%)	(10 ⁶ \$)
SE	S	10	3.0	800.00
SE	NE	10	4.0	1400.00
SE	AC	2	0.05	1606.41
SE	TPI	5	0.05	1688.12
SE	TAP	5	0.05	1688.12
SE	XI	5	0.04	1400.00
SE	IMP	5	0.04	1200.00
NE	IMP	5	0.04	816.22
N	IMP	5	0.02	197.14
N	XI	5	0.02	197.14
BM	XI	1	0.01	188.44
MAN	XI	5	0.04	1063.14
IMP	XI	5	0.04	1063.14

4.3 Premissas NEWAVE

Assim como no modelo MELP, o modelo NEWAVE foi simulado para o horizonte de estudo de 16 anos, com cinco anos pós de estudo, para eliminação do efeito do esvaziamento dos reservatórios do fim de estudo. Contudo, no modelo MELP utilizou-se a discretização para cada ano de estudo de quatro períodos sazonais, enquanto que no modelo NEWAVE utilizou-se discretização mensal para cada ano de estudo.

O modelo NEWAVE utilizou as mesmas premissas que o PDE 2026 original, com a diferença do novo cronograma de expansão definido pelo MELP e os patamares de carga utilizados na simulação do MELP.

Sendo que os projetos candidatos de UNCs, que tiveram sua expansão programada pelo MELP, foram convertidos de volta para os blocos de geração fixa, para cada período de estudo. Utilizou-se essa abordagem para preservar a geração sazonal destes tipos de fonte na simulação do NEWAVE.

O modelo NEWAVE foi simulado na sua versão 25, a reservatórios equivalentes, sendo um reservatório para cada subsistema, assim como no PDE 2026 original.

Além disso, foram preservadas do PDE 2026 as seguintes opções de simulação do modelo NEWAVE:

- Número máximo de iterações: 45;
- Número de simulações *forward*: 200;
- Número de aberturas para simulação *backward*: 20;
- Número de séries sintéticas de vazões: 2000;

- Considerou racionamento preventivo para otimização energética;
- Não considerou tendência hidrológica;
- Não considerou consumo interno;
- Valor máximo percentual para o delta de Z_{inf} no critério de parada não estatística: 0,2%;
- Número de deltas de Z_{inf} consecutivos para convergência no critério não estatístico: 3;
- Não considerou perdas na rede de transmissão;
- Taxa de desconto de 8%;
- CVaR constante no tempo, com valores de α e λ de 50% e 25%, respectivamente.

4.4 Premissas SUIISHI

Nesta pesquisa, o modelo SUIISHI foi utilizado com duas finalidades: para obtenção de dados de entrada do MELP e para obtenção de dados de entrada do DESSEM.

Inicialmente o SUIISHI foi executado no modo de cálculo de energia firme, para obtenção das energias firmes das usinas hidrelétricas necessárias para execução do modelo MELP. Utilizou-se como entrada do SUIISHI o caso estático convergido do NEWAVE, conforme detalhado na página 72.

Como segunda finalidade, o SUIISHI foi executado no modo de simulação hidrotérmica, para obtenção dos dados de usinas hidrelétricas individualizadas necessários para simulação do DESSEM.

Neste modo de execução, o modelo SUIISHI, foi simulado para o horizonte de estudo de 16 anos, com discretização mensal. Utilizou-se o módulo de simulação hidrotérmica do SUIISHI para 83 séries de vazões do histórico (de 1932 a 2014).

O modelo SUIISHI foi simulado na sua versão 13.07 e, como foi convertido diretamente do modelo NEWAVE, sem nenhuma alteração de seus *flags* de entrada, a simulação do SUIISHI preservou todas as premissas de entrada do modelo NEWAVE, dentre as principais:

- Evolução do mercado de energia;
- Cronograma de expansão calculado pelo MELP;
- Patamares de carga utilizados no modelo MELP e NEWAVE;

- Usinas não despachadas centralizadamente com geração fixa para cada período de estudo.

Com isso, utilizando a função de custo futuro gerada pelo NEWAVE, o modelo SUIISHI foi capaz de calcular a operação individualizada das usinas hidrelétricas que haviam sido agregadas em reservatórios equivalentes no modelo NEWAVE.

4.5 Premissas DESSEM

Os modelos anteriores são modelos em base trimestral (MELP) e mensal (NEWAVE e SUIISHI). No caso do modelo DESSEM, a operação é a nível horário, por conta disso, não foi possível analisar todos os dias de todos os anos do horizonte de estudo (16 anos) devido a quantidade excessiva de casos, que seriam ainda maiores considerando estudos com diferentes séries de variação eólica.

Devido ao número limitado de simulações do DESSEM, optou-se por selecionar meses mais representativos das condições hidrológicas no SIN. Foram selecionados os meses de fevereiro e de agosto, por serem meses tipicamente com muita e baixa intensidade de chuvas.

Para avaliar a operação para diferentes configurações do parque gerador, de acordo com sua expansão durante os anos, para simulação do modelo DESSEM, foram selecionados os anos de 2019, 2023, 2027 e 2031.

Para cada caso do modelo DESSEM, dois meses de cada um dos quatro anos, foram simulados quatro dias sequenciais com as seguintes discretizações temporais:

- Dias 1, 2 e 4: dividido em quatro patamares de 6h de duração cada um:
 - Patamar 1: de 0h às 5h;
 - Patamar 2: de 6h às 11h;
 - Patamar 3: de 12h às 17h;
 - Patamar 4: de 18h às 23h;
- Dia 3: discretização horária.

O modelo DESSEM foi simulado na sua versão 19.0.6, utilizando o algoritmo Branch-and-Cut de programação linear inteira mista, com *gap* de convergência de 0.05%.

Assim como nos modelos anteriores, para a simulação do modelo DESSEM, foi considerada a mesma configuração dos subsistemas, custo de déficit de 4650.00 \$/MWh e taxa de juros anual de 8.0%.

Contudo, devido ao nível de detalhamento do DESSEM, algumas informações necessárias para a simulação do modelo não estavam presentes em nenhum dos modelos

anteriores. Portanto, estes dados foram coletados de um caso da operação sombra do modelo DESSEM do ano de 2019, publicado pelo ONS [107]. As informações coletadas:

- Vazões referentes ao Canal Pereira Barreto, entre as usinas de Ilha Solteira Solteira e Três Irmãos;
- Áreas de controle de reserva de potência, assim como seus limites.

A origem das premissas gerais utilizadas na simulação do modelo DESSEM estão resumidas na tabela 4.21.

Tabela 4.21: Tabela resumo das premissas gerais do modelo DESSEM

Variável de Entrada	Origem
Configuração do sistema	PDE 2026
Custo de déficit	PDE 2026
Vazões referentes ao Canal Pereira Barreto	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Áreas de controle de reserva de potência	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019

Foram também coletadas informações de UHEs, UTEs e UNCs, assim como dados de demanda de energia horária e demais especificações do modelo que serão detalhadas nas subseções seguintes.

4.5.1 Demanda de energia

No intuito de montar um caso do DESSEM compatível com o PDE 2026, deve-se transformar a demanda mensal original do caso de estudo em demandas horárias. Para isso, derivou-se um perfil horário de demanda com base no caso típico da operação sombra do modelo DESSEM dos meses de fevereiro e agosto de 2019.

A partir destes dados, para cada subsistema, os dias da semana foram agrupados para formarem os quatro dias de estudo do DESSEM:

- Dia 1: todos os sábados do mês;
- Dia 2: todos os domingos do mês;
- Dia 3: todas as segundas, terças e quartas do mês;
- Dia 4: todas as quintas e sextas do mês;

Para cada grupo de dias, foram calculadas as médias horárias, formando uma única curva de demanda horária para cada dia, em MWmed. Dividiu-se, então,

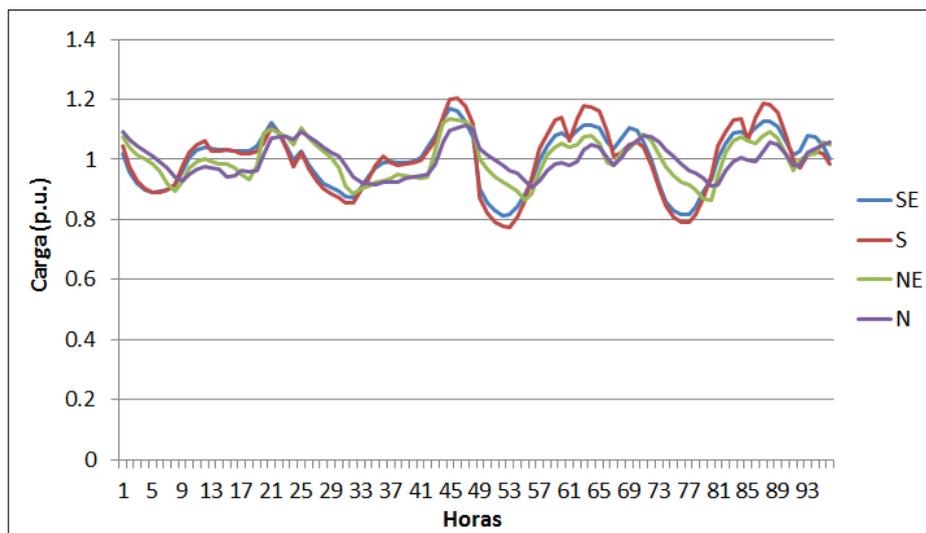


Figura 4.4: Perfil de demanda horário de fevereiro.

a demanda horária pela média da demanda de cada dia, obtendo-se um perfil de demanda horária para cada dia de cada mês, em p.u.

Os gráficos 4.4 e 4.5 apresentam os perfis de demanda calculados, para os meses de fevereiro e agosto, respectivamente. Conforme observado, foram calculados os perfis apenas para os subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte.

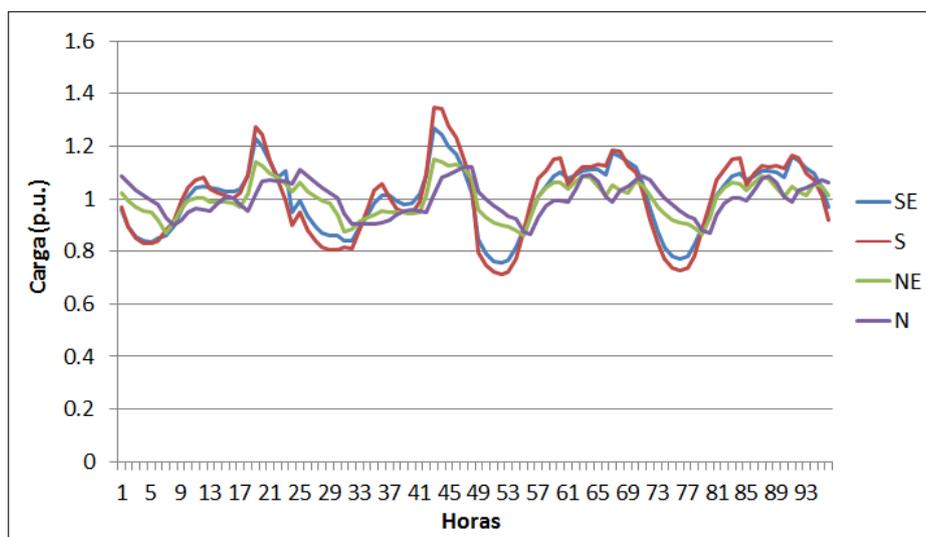


Figura 4.5: Perfil de demanda horário de agosto.

Portanto, para a demanda do subsistema Acre, foi utilizado o perfil de demanda do Sudeste, para a demanda do subsistema Manaus, utilizou-se o perfil de demanda do Norte. Para os demais subsistemas, assim como nos modelos anteriores, não foram considerados valores de demanda.

Assim, para produzir a demanda de energia horária para cada subsistema em cada caso simulado no DESSEM (meses de fevereiro e agosto dos anos 2019, 2023,

2027 e 2031), os perfis de demanda calculados foram multiplicados pelas respectivas médias mensais consideradas no PDE 2026.

Além dessa demanda, o modelo DESSEM considera um detalhamento para a demanda do Paraguai: Administración Nacional de Electricidad (ANDE). No modelo DESSEM, a demanda de ANDE é atendida pela geração de 50Hz de Itaipu e por isso deve ser informada separadamente.

Para este cálculo, foram coletadas as curvas da demanda de ANDE dos casos PDO do DESSEM, publicados pelo ONS [107], das primeiras semanas dos meses de fevereiro e agosto de 2019. E, assim como nos demais subsistemas, calculou-se o perfil de demanda, em p.u., apresentado no gráfico 4.6.

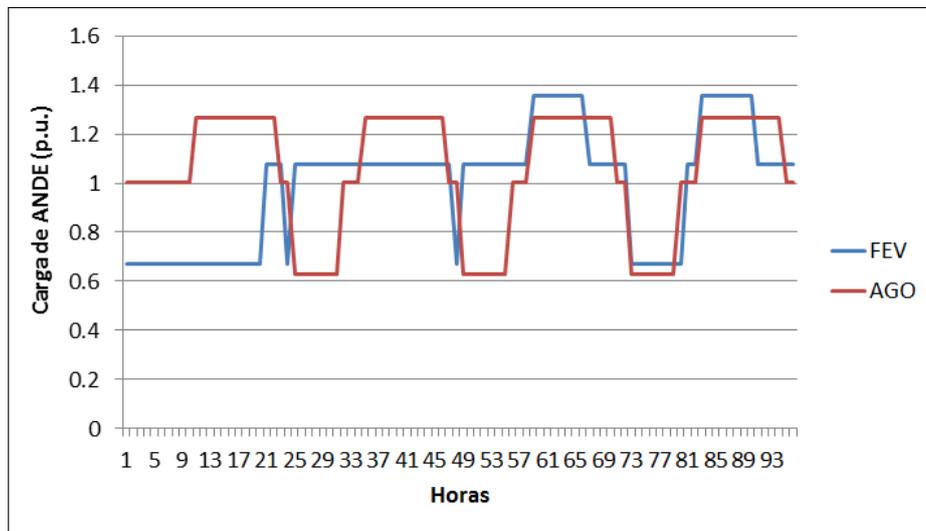


Figura 4.6: Perfil de demanda horário de ANDE.

Estes perfis foram multiplicados pelas médias mensais da demanda de ANDE, coletadas do PDE 2026, para criação das respectivas demandas dos casos simulados no DESSEM.

A origem das premissas de demanda utilizadas na simulação do modelo DESSEM estão resumidas na tabela 4.22.

Tabela 4.22: Tabela resumo das premissas de demanda do modelo DESSEM

Variável de Entrada	Origem
Perfil da curva de demanda dos subsistemas	Calculada a partir dos casos de PDO dos meses de fevereiro e agosto de 2019
Médias de demanda dos subsistemas	Valores mensais do PDE 2026, dos respectivos meses e anos simulados no DESSEM
Perfil da curva de demanda de ANDE	Calculada a partir dos casos de PDO dos meses de fevereiro e agosto de 2019
Média da demanda de ANDE	Valores mensais da demanda de Itaipu do PDE 2026, dos respectivos meses e anos simulados no DESSEM

4.5.2 Usinas hidrelétricas

Quanto as usinas hidrelétricas, por simplicidade, não foram consideradas usinas elevatórias, volume de espera e usinas de armazenamento, que são opções disponíveis do modelo DESSEM que não aparecem nos demais modelos.

Além disso, diferentemente dos demais modelos, como o DESSEM avalia a operação horária, deve-se considerar o tempo de viagem da água entre UHEs da mesma cascata.

Para os casos simulados, os tempos de viagem foram coletados do PDO da primeira semana de fevereiro de 2019, publicado pelo ONS [107]. Para as UHEs que não existiam neste PDO, foram utilizados valores médios de tempo de viagem de acordo com a cascata na qual a usina se encontra.

Outro detalhamento importante considerado pelo DESSEM, são os polinômios de produção das usinas hidrelétricas. No modelo DESSEM consideram-se os polinômios de cota-volume e cota-vazão das UHEs e equações para limitar o nível de variação da Régua 11 que é impactada pela defluência de Itaipu. Estes valores também foram coletados do PDO da primeira semana de fevereiro de 2019, publicado pelo ONS [107].

Além destes dados de entrada, o modelo DESSEM considera ainda vazões afluentes às usinas hidrelétricas assim como retirada de água dos reservatórios para usos alternativos, como irrigação, saneamento, abastecimento, entre outros.

Os valores de usos alternativos de água de cada UHE foram considerados constantes para os quatro dias de estudo em cada caso do DESSEM, e seus valores foram considerados iguais às respectivas médias mensais do PDE 2026.

Os valores de vazões afluentes para simulação do DESSEM foram selecionados a partir dos resultados da simulação hidrotérmica do modelo SUIISHI. O valor da série crítica foi selecionada com base nos níveis de armazenamento, tendo sido o ano de 1956 aquele com os níveis mais baixos de armazenamento. As vazões deste ano foram aplicadas aos anos simulados no DESSEM (2019, 2023, 2027 e 2031).

Foram consideradas vazões afluentes incrementais as usinas constantes para os quatro dias de estudo e iguais às respectivas médias mensais para a série histórica de 1956.

Além disso, o modelo DESSEM considera as defluências anteriores ao início do período de estudo, para as usinas hidrelétricas que apresentam tempo de viagem da água até a usina imediatamente a jusante. Essas defluências foram obtidas das defluências médias totais dos resultados da simulação hidrotérmica do SUIISHI, referente ao ano de 1956, do mês anterior aos meses simulados no DESSEM.

Outra entrada de dados necessária para simulação do DESSEM é o armazenamento inicial dos reservatórios de cada UHE. Para este valor adotou-se o armazena-

mento final resultante da simulação hidrotérmica do SUIISHI, para a série histórica de 1956, referente ao mês anterior do mês de estudo no DESSEM.

Para a calibração dos volumes metas e água em viagem do modelo DESSEM, foram utilizados os valores de geração média mensal total resultantes da simulação hidrotérmica do modelo SUIISHI, da série de 1956.

Conforme apresentado no capítulo 3, o modelo DESSEM foi executado primeiramente para a calibração de cada caso e em seguida para avaliação da operação. Da execução de calibração, foram coletados os armazenamentos finais dos reservatórios de cada usina, assim como a vazão defluente total de cada usina nos últimos períodos simulados.

Os volumes armazenados finais foram adicionados como restrição obrigatória para a última meia hora do último dia simulado de cada caso. A vazão defluente foi adicionada como restrição obrigatória para cada usina hidrelétrica com usina a jusante, durante as últimas horas do estudo, correspondentes aos respectivos tempos de viagem.

A origem das premissas referente às usinas hidrelétricas, utilizadas na simulação do modelo DESSEM, estão resumidas na tabela 4.23.

Tabela 4.23: Tabela resumo das premissas de UHE do modelo DESSEM

Variável de Entrada	Origem
Tempo de viagem da água	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Polinômios de cota-volume	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Polinômios de cota-vazão	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Equações para limitar o nível de variação da Régua 11	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Usos alternativos de água	Média mensal do PDE 2026 foi considerada como o valor constante para a semana típica no DESSEM
Vazões afluentes	Média mensal da vazão incremental da série de 1956 do histórico foi considerada como valor constante para a semana típica no DESSEM
Defluências anteriores ao início do estudo	Defluências médias totais da simulação hidrotérmica do SUIISHI da série de 1956 do mês anterior aos meses simulados no DESSEM
Volume inicial dos reservatórios	Média mensal do armazenamento final da simulação hidrotérmica do SUIISHI da série de 1956 referente ao mês anterior do mês de estudo no DESSEM.

4.5.3 Usinas termelétricas

Para as usinas termelétricas, devido ao nível de detalhamento considerado no modelo DESSEM, algumas informações das usinas não estavam presentes nos outros modelos e, portanto, foram coletados do PDO da primeira semana de fevereiro de 2019, publicado pelo ONS [107].

Informações como:

- Número de unidades geradoras de cada usina;
- Trajetórias de acionamento e desligamento de cada unidade;
- Potência mínima de acionamento de cada unidade;
- Tempo mínimo de permanência ligada (*ton*) e desligada (*toff*) de cada unidade;
- Abordagem específica das usinas térmicas a gás com ciclo combinado.

Para os projetos termelétricos de expansão considerados nesta pesquisa e, portanto, não presentes no PDO, adotou-se como premissas valores iguais a das usinas existentes semelhantes (mesmo combustível e potência instalada).

Outras informações das UTEs foram coletadas dos arquivos de entrada do PDE 2026: geração máxima, potência máxima e custo operativo de cada usina.

Por considerar restrições de *unit-commitment* deve ser informado ao modelo DESSEM o estado inicial de operação de cada unidade térmica.

Para flexibilizar a decisão do modelo nas primeiras horas de estudo, considerou-se que as unidades térmicas que possuíam potência mínima de acionamento diferente de zero, iniciaram o estudo ligadas com o *ton* cumprido. Por sua vez, as usinas com unidades com potência mínima de acionamento nula, iniciaram o estudo com suas unidades desligadas com o *toff* cumprido.

Além disso, foram consideradas rampas de tomada de carga para todas as unidades térmicas. As rampas foram calculadas pela divisão em cinco partes da diferença entre a potência máxima e a potência mínima de acionamento de cada unidade.

A origem das premissas referente às usinas termelétricas, utilizadas na simulação do modelo DESSEM, estão resumidas na tabela 4.24.

Tabela 4.24: Tabela resumo das premissas de UTE do modelo DESSEM

Variável de Entrada	Origem
Número de unidades geradoras	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Trajетórias de acionamento e desligamento	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Potência mínima de acionamento	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
<i>ton e toff</i>	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Abordagem específica das usinas térmicas a gás com ciclo combinado	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Geração máxima	PDE 2026
Potência máxima	PDE 2026
Custo operativo	PDE 2026
Rampa de tomada e alívio de carga	Calculadas pela divisão em cinco partes da diferença entre a potência máxima e a potência mínima
Estado da unidade com potência mínima maior que zero	Ligada com ton cumprida
Estado da unidade com potência mínima igual a zero	Desligada com toff cumprida

4.5.4 Usinas não controláveis

No modelo DESSEM pode-se informar a geração das usinas não despachadas centralizadamente de duas formas:

- Simplificada: abatendo-se a geração prevista da demanda;
- Detalhada: fornecendo a geração prevista como um valor máximo, flexibilizando-se assim a decisão do modelo para, inclusive, cortar geração.

Em ambas as formas, assim como para a demanda de energia, pode-se informar a geração destas usinas com uma curva horária, por tipo de fonte e por subsistema.

Pelo fato do maior potencial eólico estar instalado no Nordeste, utilizou-se a forma detalhada de representação para essa fonte, enquanto que para as demais fontes e subsistemas, utilizou-se a representação simplificada. Cada caso do DESSEM foi simulado para dez perfis diferentes de geração eólica do subsistema Nordeste.

Para obtenção destes perfis (figuras 4.7 e 4.8) foram coletados os dados de geração eólica dos casos de PDO do ONS [107], do ano de 2019. Para os casos simulados no DESSEM do mês de fevereiro, foram coletadas as gerações eólicas horárias de todos os dias de fevereiro, assim como os últimos dias de janeiro e os primeiros dias de

março, até completar 40 dias. O mesmo foi realizado para os casos de agosto, mas com os meses de agosto, julho e setembro, respectivamente.

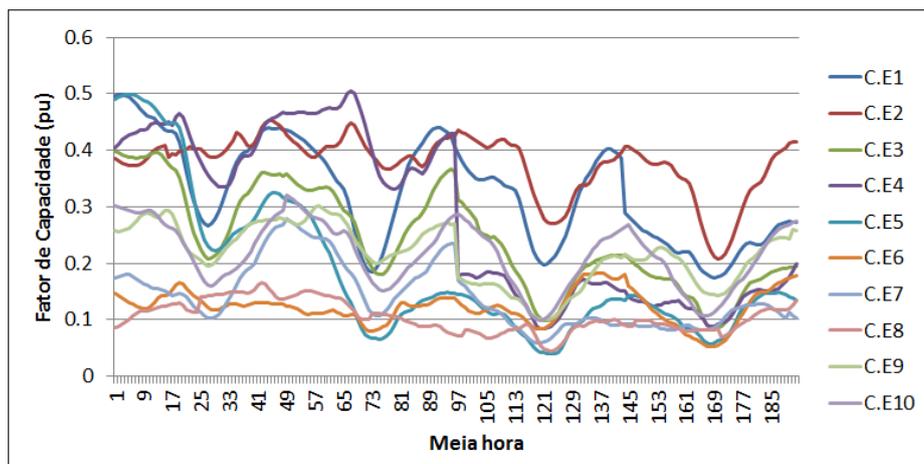


Figura 4.7: Fator de capacidade horário das séries de vento utilizadas em fevereiro.

Os 40 dias coletados, para cada mês, foram divididos, sequencialmente, em 10 cenários (denominados C.E1, C.E2, C.E3, C.E4, C.E5, C.E6, C.E7, C.E8, C.E9 e C.E10) de quatro dias com geração eólica horária.

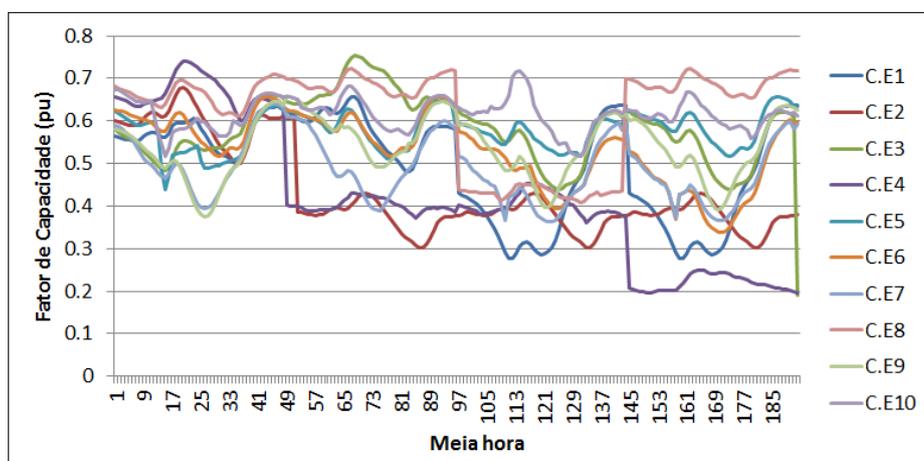


Figura 4.8: Fator de capacidade horário das séries de vento utilizadas em agosto.

Essas curvas de geração foram divididas pela capacidade instalada total de usinas eólicas no subsistema Nordeste, para os meses de fevereiro de 2019 e agosto de 2019, segundo o histórico do ONS [107]. Estes perfis de geração calculados são apresentados nos gráficos 4.7 e 4.8.

Assim, para obter as curvas horárias de geração eólica para cada cenário em cada caso simulado no DESSEM, estes perfis foram multiplicados pelas respectivas capacidades instaladas de usinas eólicas do Nordeste resultantes do modelo MELP.

Para as demais UNCs, foi utilizado apenas um perfil de geração, em cada mês. Foram coletados, dos PDOs da primeira semana de fevereiro e agosto, as gerações horárias de cada tipo de fonte para cada subsistema.

As curvas de geração foram então divididas pelas respectivas médias e calculados os perfis de geração conforme apresentados nos gráficos 4.9 e 4.10 para os casos de fevereiro e agosto, respectivamente.

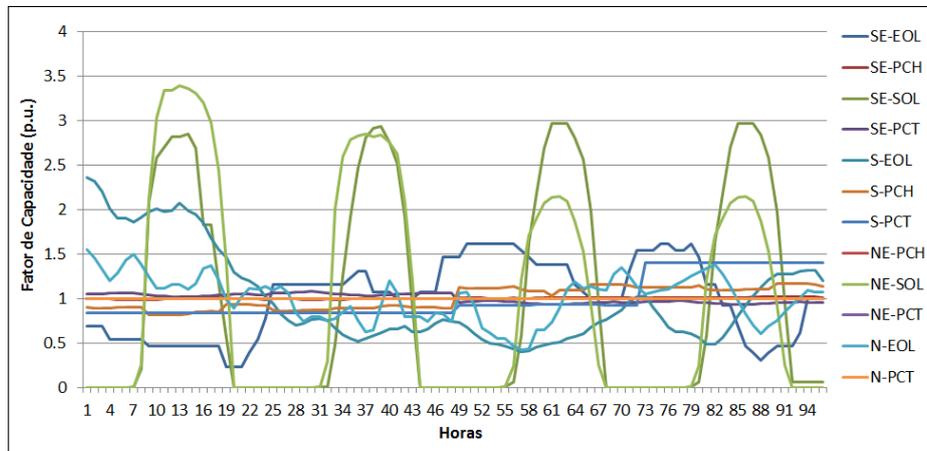


Figura 4.9: Perfis horários de geração das usinas não despachadas centralizadamente, exceto eólica, em fevereiro.

Assim, para obter as curvas horárias de geração das UNCs, para cada subsistema em cada caso simulado no DESSEM, estes perfis foram multiplicados pelas respectivas gerações médias mensais consideradas nos modelos anteriores, provenientes do PDE 2026 e da otimização do modelo MELP.

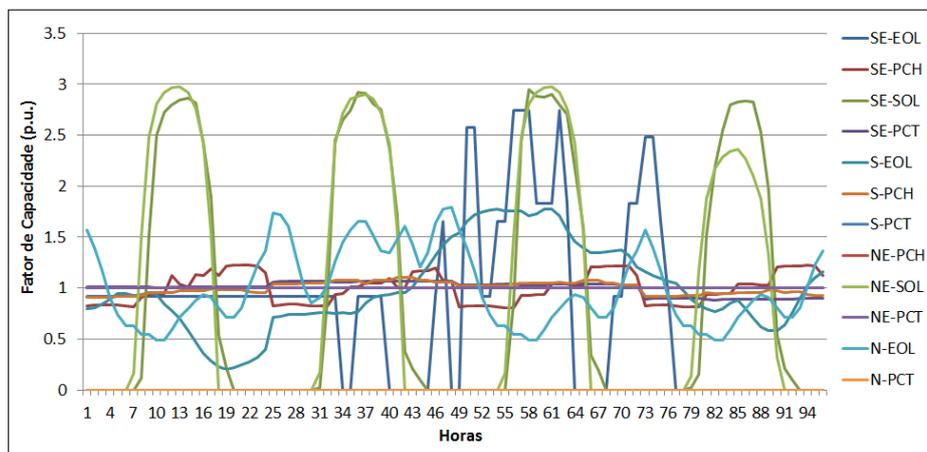


Figura 4.10: Perfis horários de geração das usinas não despachadas centralizadamente, exceto eólica, em agosto.

A origem das premissas referente às usinas não controláveis, utilizadas na simulação do modelo DESSEM, estão resumidas na tabela 4.25.

Tabela 4.25: Tabela resumo das premissas de UNC do modelo DESSEM

Variável de Entrada	Origem
Dez perfis de geração eólica de fevereiro	Calculados a partir do PDO da última semana de janeiro, mês de fevereiro e primeira semana de março de 2019
Dez perfis de geração eólica de agosto	Calculados a partir do PDO da última semana de julho, mês de agosto e primeira semana de setembro de 2019
Capacidade instalada de usinas eólicas do Nordeste	Resultantes do modelo MELP
Perfis das demais UNC's, dos demais subsistemas	PDO da primeira semana de fevereiro de 2019
Geração média das demais UNC's, dos demais subsistemas	PDE 2026 do respectivo mês simulado no DESSEM

4.5.5 Intercâmbios entre subsistemas

Por fim, com relação às linhas de transmissão, nos casos simulados no DESSEM, não foi considerada a rede elétrica, portanto não foram consideradas restrições elétricas, limites de fluxos e perdas nos circuitos da rede elétrica, ou seja, considerou-se um problema puramente de operação energética.

Nas simulações do modelo DESSEM, foram consideradas apenas as linhas de transmissão de interligação entre os subsistemas. Foram consideradas as mesmas linhas que nos modelos anteriores, sendo que o limite de intercâmbio informado, para os quatro dias simulado, foi constante e igual a média mensal, para os respectivos meses, proveniente do PDE 2026 e da expansão calculada pelo modelo MELP.

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos com a aplicação da metodologia de planejamento proposta nesta pesquisa (fluxograma 3.6), ao caso real do sistema brasileiro, descrito no capítulo anterior.

5.1 Simulação inicial do MELP

Conforme apresentado, o modelo MELP fornece como resultado um cronograma de expansão para o parque gerador assim como para os intercâmbios entre os subsistemas, a partir dos projetos informados nos dados de entrada.

Inicialmente, para analisar os resultados do cronograma de expansão do parque gerador, observa-se o gráfico 5.1. Neste, são apresentadas as evoluções da capacidade instalada, por tipo de combustível, para todos os anos do estudo.

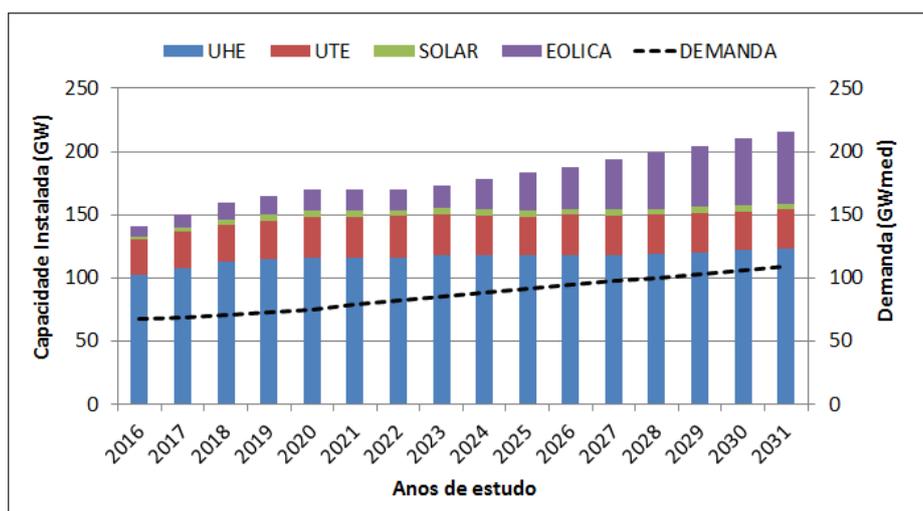


Figura 5.1: Evolução da capacidade instalada por tipo de usina.

Observa-se que, para acompanhar o crescimento da demanda, o modelo MELP optou, principalmente, pelo investimento em UHEs e usinas eólicas.

Enquanto que algumas usinas térmicas (com combustíveis óleo e diesel) foram desligadas ao longo do horizonte de estudo, conforme programado originalmente no PDE 2026, conforme observado no gráfico 5.2.

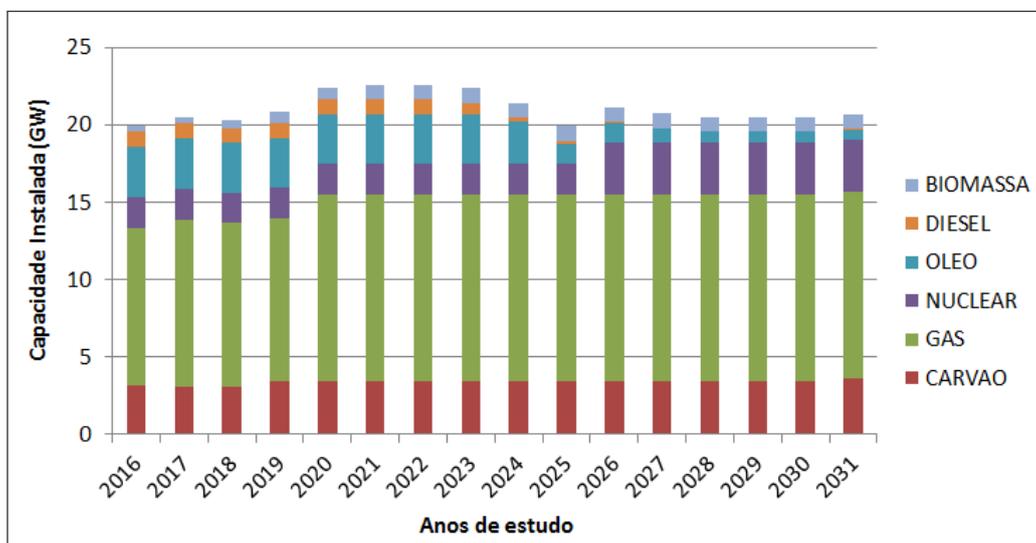


Figura 5.2: Evolução da capacidade instalada das usinas térmicas.

Contudo, conforme apresentado nas premissas, os cinco primeiros anos do estudo, de 2016 a 2020, receberam um cronograma de expansão pré-definido, dando liberdade para o MELP decidir a expansão nos anos de 2021 a 2031.

O gráfico 5.3 apresenta o aumento da capacidade instalada total do parque gerador, de cada um dos subsistemas, entre os anos 2016 e 2020 e os anos 2021 e 2031. Logo, as barras azuis são resultado da expansão pré-definida enquanto que as barras vermelhas são resultado da expansão decidida pelo MELP.

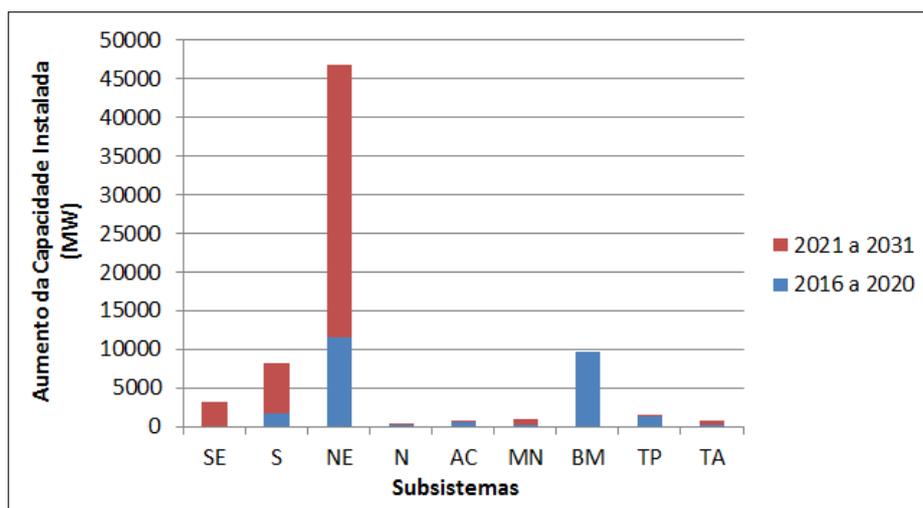


Figura 5.3: Aumento da capacidade instalada total por subsistema.

Deste total de aumento do parque gerador, o gráfico 5.4 apresenta o aumento da capacidade instalada das usinas hidrelétricas, por subsistema. Observa-se que

o modelo MELP teve como resultado o investimento em UHEs nos subsistemas Sudeste, Sul, Norte, Acre/Rondônia, Manaus, Teles Pires e Tapajós, sendo os dois primeiros com maiores montantes.

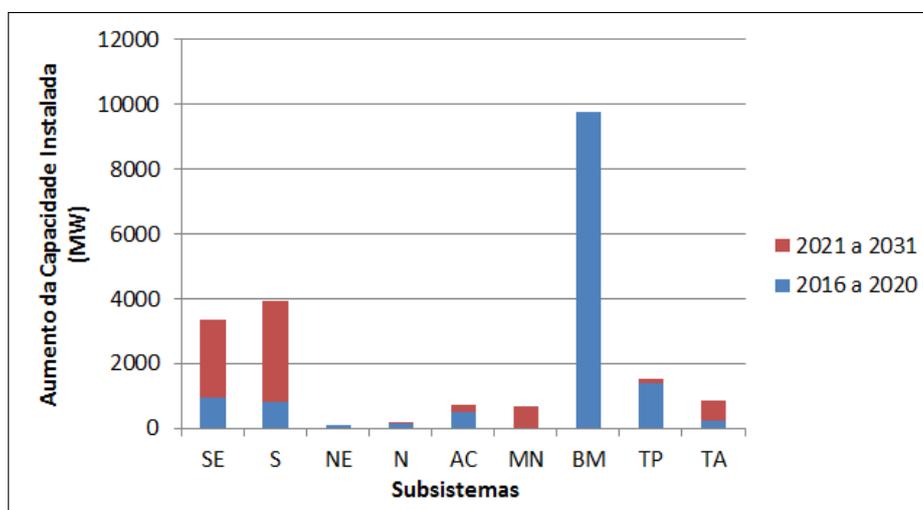


Figura 5.4: Aumento da capacidade instalada de UHE por subsistema.

Além disso, o gráfico 5.5 apresenta o aumento de capacidade instalada das usinas eólicas. Observa-se que as usinas eólicas representam quase o total de todo aumento de capacidade instalada do subsistema Nordeste, de acordo com a expansão total do parque gerador do gráfico 5.3.

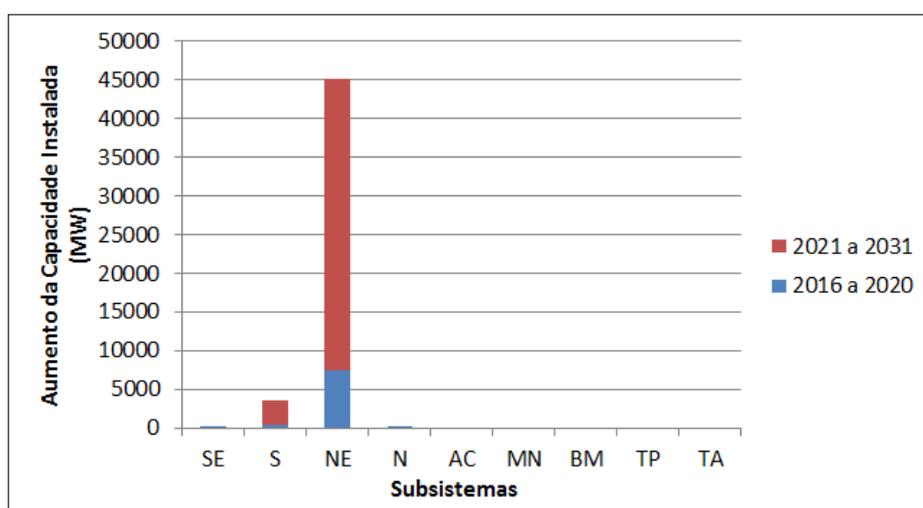


Figura 5.5: Aumento da capacidade instalada de usinas eólicas por subsistema.

Além do cronograma de expansão do parque gerador, o MELP também fornece como resultado o cronograma de expansão dos troncos de interligação entre os subsistemas. A tabela 5.1 apresenta a evolução dos limites de intercâmbio que sofreram expansão, para os anos selecionados no horizonte de estudo.

Tabela 5.1: Expansão dos limites de intercâmbio.

Intercâmbio		Limite máximo (MW) a cada ano				
De	Para	2016	2019	2023	2027	2031
SE	S	7634	10252	10252	10252	10252
SE	NE	1000	520	6000	6000	10000
SE	IMP	4000	4500	5100	5100	5100
SE	AC	332	339	1102	1102	1102
SE	XI	0	4353	6540	6540	6540
S	SE	5645	6200	6200	6200	6200
NE	SE	600	600	7974	7974	11974
NE	IMP	3714	3714	5112	5112	6112
N	IMP	7800	10936	10936	10936	10936
AC	SE	3482	6980	7980	7980	7980
TA	SE	0	0	0	0	7324
IMP	SE	3319	3819	4877	4877	4877
IMP	NE	3374	4359	8246	8246	9246
IMP	N	7800	10936	10936	10936	10936
IMP	XI	0	0	4109	4109	4109
XI	SE	0	8000	8000	8000	8000
XI	IMP	0	0	4109	4109	4109

Contudo, assim como na expansão da geração, a expansão dos intercâmbios entre os anos 2016 e 2020 foi pré-definida, possibilitando que o MELP decidisse de 2021 a 2031, uma vez que o horizonte de estudo se estende até 2031, conforme detalhado na seção 4.1.

Observa-se que o MELP resultou na expansão, principalmente, dos limites de exportação dos subsistemas Sudeste, Nordeste e Tapajós e dos nós fictícios de Imperatriz e Xingu. Estas expansões são justificadas pelo aumento na capacidade de geração hidrelétrica e eólica dos subsistemas, conforme verificado anteriormente.

5.2 Simulação do NEWAVE

Seguindo a metodologia proposta, o modelo NEWAVE foi simulado, seguindo o cronograma de expansão planejado pelo MELP, para avaliar o risco de déficit e obter a política de operação do sistema para o horizonte de 2016 a 2031.

Para este horizonte de estudo, o resultado da simulação do modelo NEWAVE apresentou risco de déficit apenas para o subsistema Sul de 1,19% nos anos de 2023 e 2027 e o custo total de operação de R\$ 79 bilhões.

Como nesta pesquisa, adotou-se apenas o critério de convergência de risco de déficit inferior a 5%, os resultados do caso analisado não exigiu ativar o processo iterativo MELP-NEWAVE para ajustes de expansão.

O gráfico 5.6 apresenta a demanda total do SIN (DEMANDA), para todos os

meses simulados no NEWAVE, a geração térmica total (GTERM), a geração hidráulica total (GHTOT) e a geração das usinas não controláveis (PEQUSI) composta pela soma das gerações das PCHs, geração das PCTs, geração fotovoltaica e geração eólica.

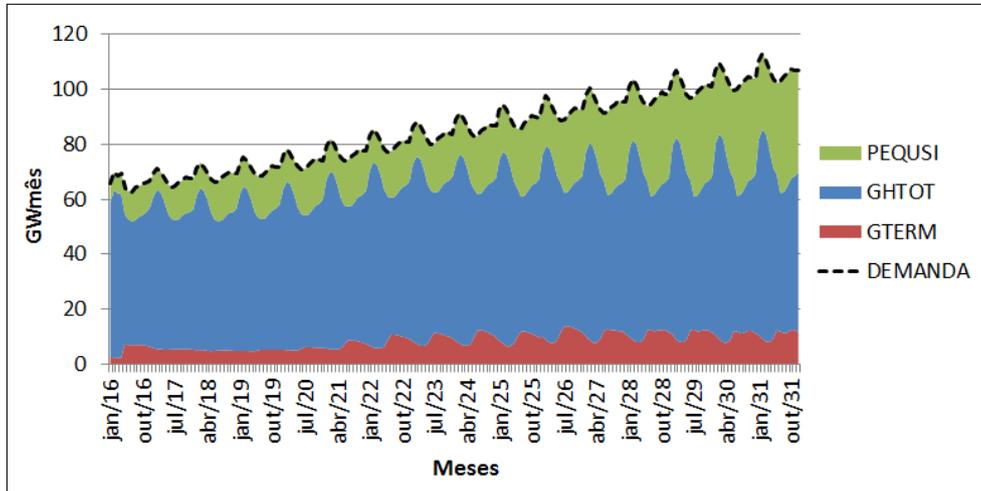


Figura 5.6: Balanço de demanda total do sistema para todo horizonte.

No gráfico 5.6 observa-se que as usinas hidrelétricas são responsáveis por atender maior parte da demanda em cada mês de estudo. Observa-se, ainda, a crescente participação das UNCs no atendimento à demanda.

O gráfico 5.7 apresenta a geração das usinas não despachadas centralizadamente, para todos os meses simulados, discretizadas por tipo de usinas: PCH, PCT, usinas fotovoltaicas (SOLAR) e usinas eólicas (EOLICA). Pode-se constatar que a geração eólica é responsável pelo aumento da geração de PEQUSI do gráfico 5.6.

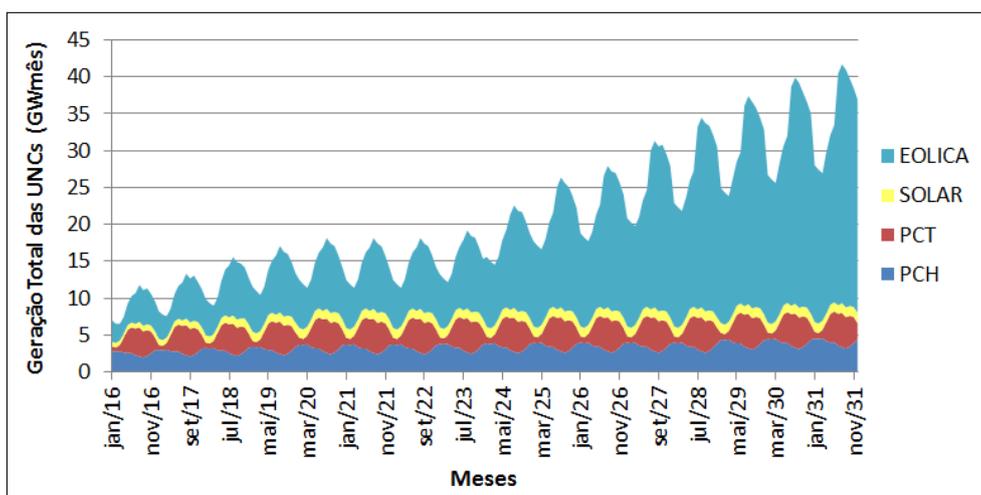


Figura 5.7: Geração das usinas não controláveis.

Analisando-se apenas o último ano de estudo, o gráfico 5.8 apresenta a gerações de UTE, UHE e UNC e a demanda total do sistema para todos os meses de 2031.

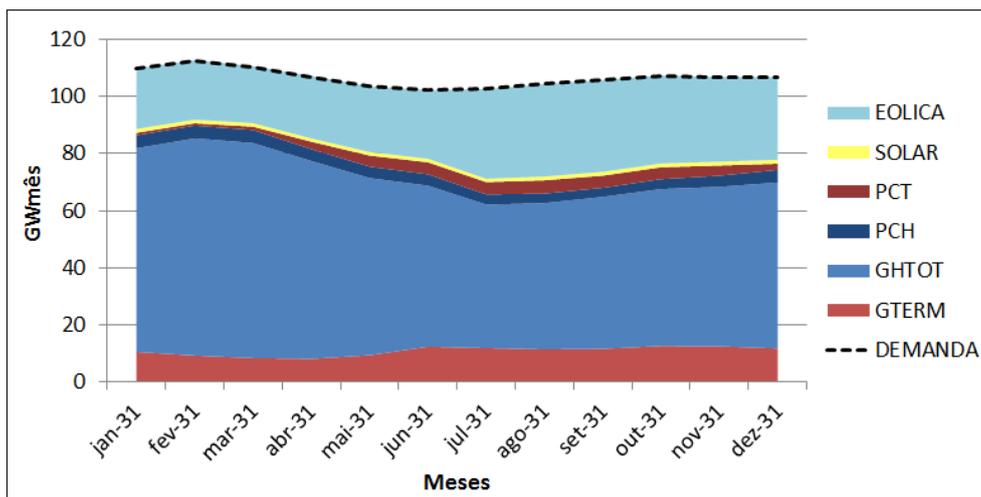


Figura 5.8: Balanço de demanda do último ano de estudo.

No gráfico 5.8 verificam-se as sazonalidades da geração hidrelétrica e geração eólica. Observa-se maior geração hidrelétrica no primeiro semestre, devido à hidrologia favorável neste período, enquanto que a maior geração eólica ocorre no segundo semestre, mostrando a complementariedade das duas fontes.

Como a análise da operação no modelo NEWAVE é em base mensal e no modelo MELP é em base trimestral, é interessante comparar os resultados de operação de ambos os modelos. O gráfico 5.9 apresenta a carga do SIN, para o último ano de estudo, consideradas no modelo NEWAVE a cada mês e no modelo MELP a cada trimestre.

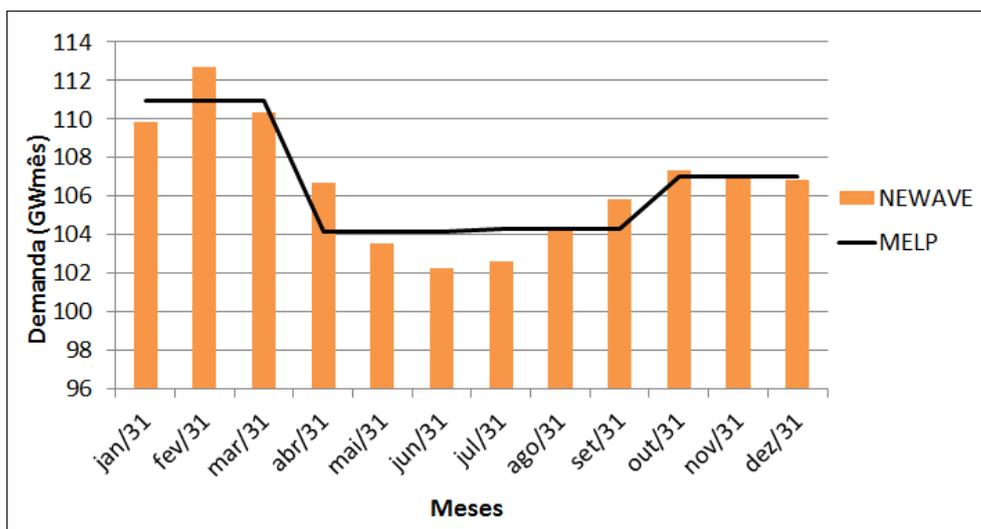


Figura 5.9: Demanda de energia total do sistema para 2031.

Verifica-se que, devido à diferença nas granularidades temporais, os picos (fevereiro) e vales (maio, junho e julho) de demanda mensais não são capturados no modelo MELP por utilizar demanda média trimestral. Por consequência, o despacho total de geração nos modelos se diferenciou para acompanhar a carga, conforme

constatado no gráfico 5.10, referente ao ano de 2031.

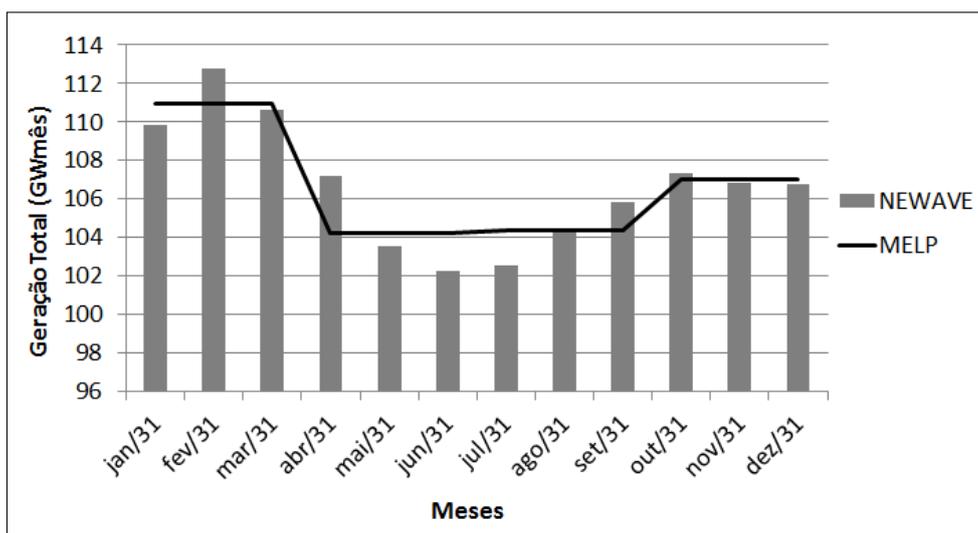


Figura 5.10: Geração total do sistema no último ano de estudo.

Analisando individualmente a geração total por tipo de fonte, o gráfico 5.11 apresenta a comparação da operação dos modelos MELP e NEWAVE, no último ano de estudo, para a geração hidráulica total do sistema. Neste gráfico observa-se que a geração hidráulica total do NEWAVE fica próxima a geração calculada pelo MELP na maior parte dos meses, estando um pouco mais abaixo durante os meses de maio, junho e julho. Essa diferença justifica o vale de geração, nestes meses, no gráfico 5.10 de geração total.

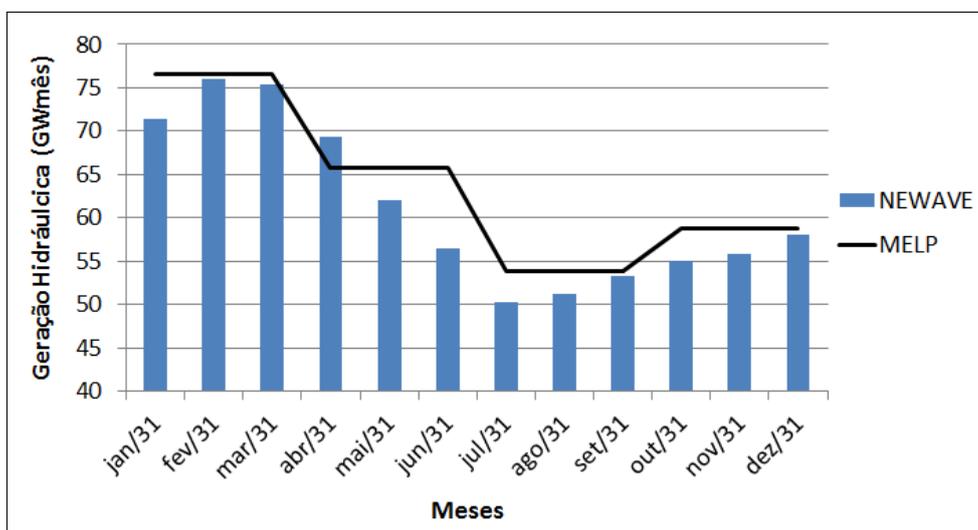


Figura 5.11: Geração hidráulica total do sistema no último ano de estudo.

O gráfico 5.12 apresenta a geração das UNC's, para o ano de 2031, resultante dos modelos NEWAVE e MELP. Verifica-se que, diferentemente da geração hidráulica, a geração destas usinas no modelo NEWAVE encontra-se um pouco acima do observado pelo modelo MELP, para o segundo semestre.

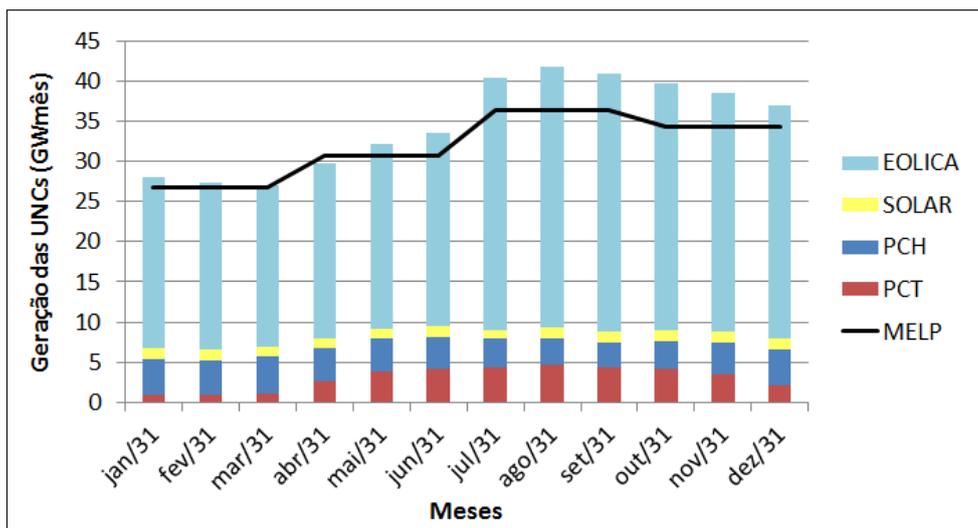


Figura 5.12: Geração total de usinas não controláveis em 2031.

Essa diferença no segundo semestre é compensada pela geração térmica resultante dos modelos, conforme constatado no gráfico 5.13. Observa-se que, no segundo semestre, a geração térmica calculada pelo NEWAVE se encontra abaixo da geração térmica calculada pelo MELP.

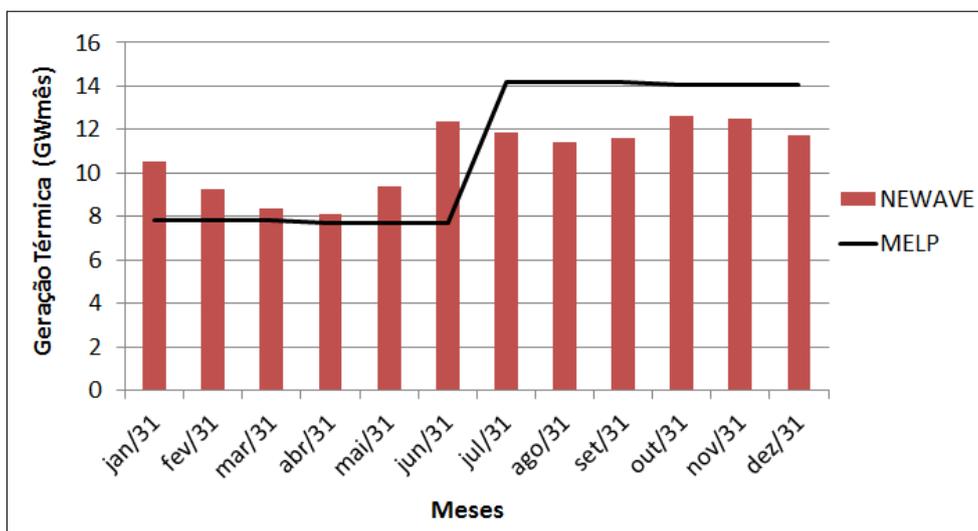


Figura 5.13: Geração térmica total do sistema no último ano de estudo.

Verifica-se ainda que, diferentemente das duas gerações anteriores, a geração térmica resultante do modelo NEWAVE em fevereiro encontra-se maior do que a mesma geração do modelo MELP, justificando assim a diferença de geração total observada no gráfico 5.10.

5.3 Simulação do SUIHI

Seguindo o encadeamento dos modelos, o SUIHI foi simulado utilizando a função de custo futuro calculada pelo NEWAVE, para obtenção da geração hidrelétrica individualizada, assim como o nível de armazenamento final dos reservatórios. O gráfico 5.14 apresenta a média das séries históricas da geração hidrelétrica total do SIN calculada pelo SUIHI, área em azul, em comparação com a mesma geração calculada pelo modelo NEWAVE, para todos os meses do horizonte de estudo, em linha cheia.

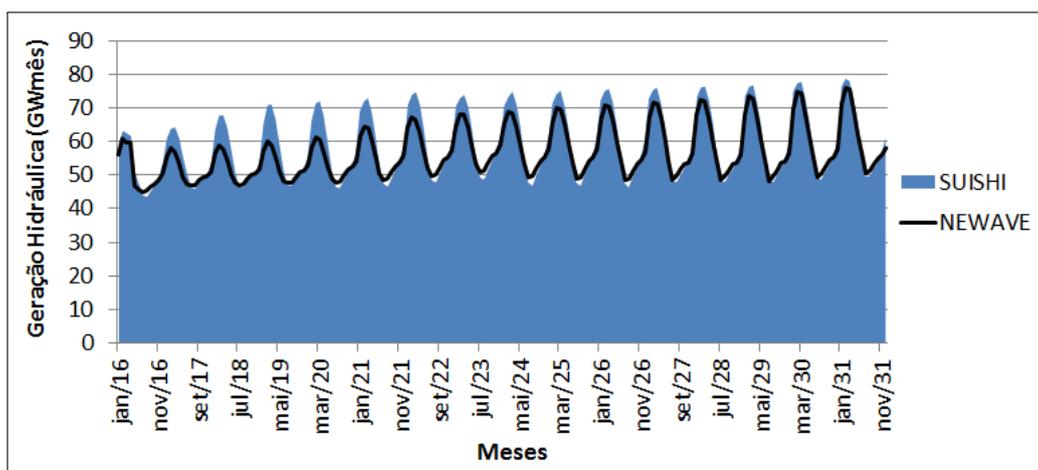


Figura 5.14: Geração hidráulica total para todo horizonte de estudo.

O gráfico 5.15 apresenta a média das séries históricas do percentual de energia armazenada total nos reservatórios calculada pelo SUIHI. Observa-se que a energia armazenada total do SIN oscila, na maioria dos anos, entre 70% e 90% da capacidade total dos reservatórios.

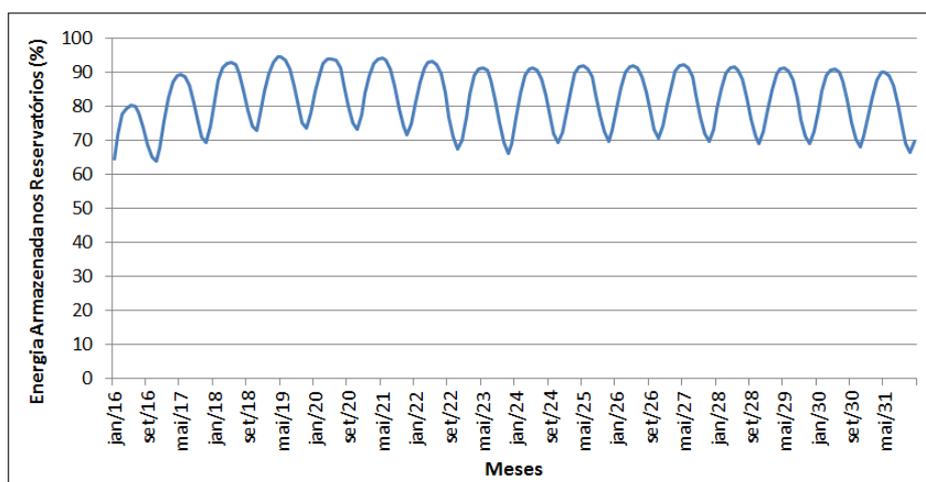


Figura 5.15: Energia armazenada nos reservatórios para todo horizonte de estudo.

Para as simulações do DESSEM, conforme premissa adotada, foram utilizados os resultados do SUIISHI da série histórica de 1956. O gráfico 5.16 apresenta a geração hidráulica total do SIN para a série histórica de 1956 (SERIE-1956) comparada com a média das séries históricas (MÉDIA-HIST), para fevereiro e agosto, meses de análise adotados neste estudo. Como a série histórica de 1956 foi selecionada por apresentar os menores índices mensais de energia armazenada, verifica-se que a geração hidráulica total apresenta valores menores do que a MÉDIA, conforme esperado, principalmente para o mês de fevereiro.

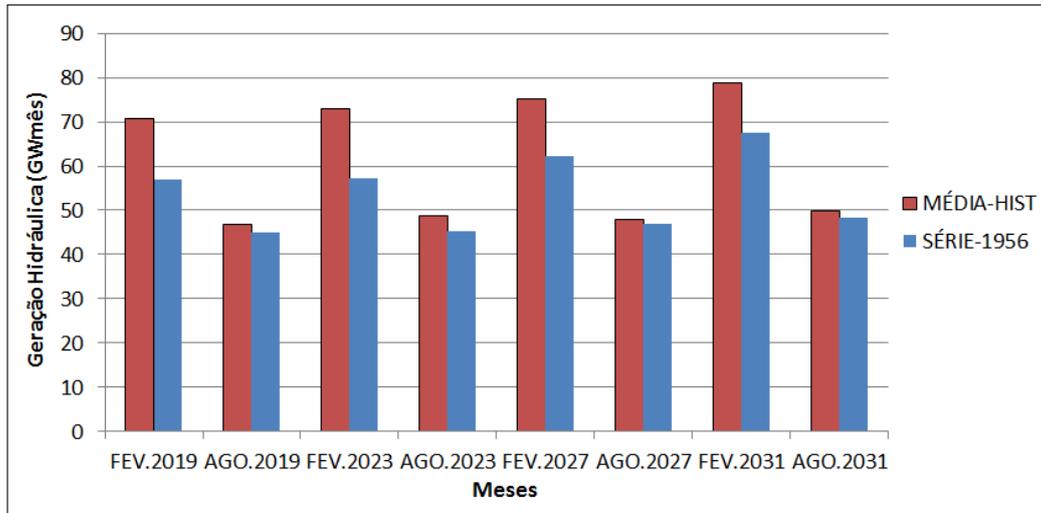


Figura 5.16: Geração hidráulica total da série histórica de 1956.

O gráfico 5.17 apresenta a energia armazenada percentual do SIN, resultante da simulação do SUIISHI, para os anos de estudo selecionados (2019, 2023, 2027 e 2031). No gráfico as curvas pontilhadas representam a média das séries históricas da energia armazenada percentual, para cada ano mencionado (2019-MED-HIS, 2023-MED-HIS, 2027-MED-HIS e 2031-MED-HIS), enquanto que as curvas contínuas representam os valores de energia armazenada percentual para a série histórica de 1956 (2019-SERIE-56, 2023-SERIE-56, 2027-SERIE-56 e 2031-SERIE-56).

Observa-se no gráfico 5.17 que, enquanto que o nível de armazenamento do SIN permanece entre 70% e 90% nas curvas de média das séries históricas, na série histórica de 1956 a energia armazenada varia entre 10% e 40%. Além disso, constata-se que a energia armazenada total diminui do ano 2019 até o ano de 2031, significando o esvaziamento dos reservatórios durante os anos de estudo.

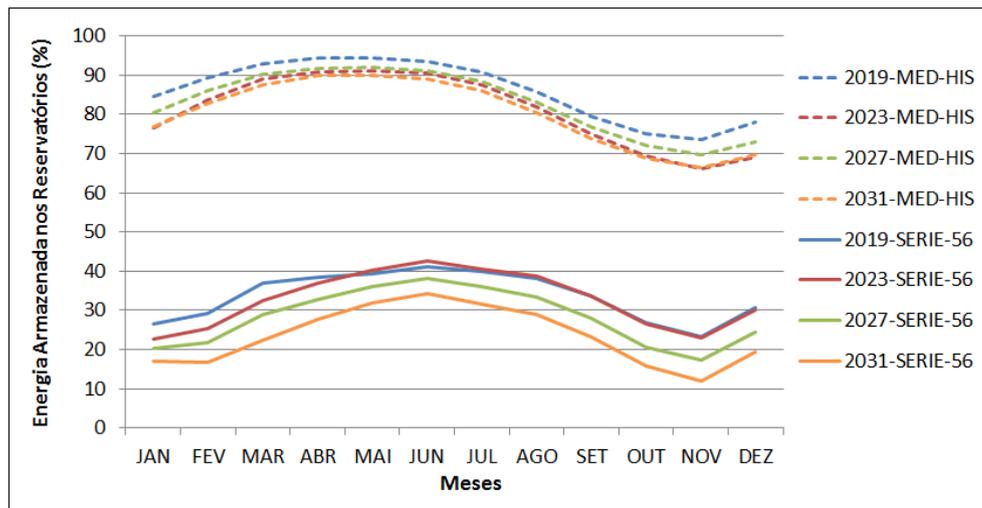


Figura 5.17: Energia armazenada nos reservatórios da série histórica de 1956 e da média das séries históricas.

Os valores apresentados nesta seção, de geração hidráulica e energia armazenada percentual, foram calculados a usinas individualizadas pelo modelo SUIISHI, os quais serão utilizados para determinação das condições de contorno do modelo DESSEM. Este procedimento foi apresentado em detalhes na subseção 3.3.4:

- Simulação do DESSEM (simplificada) com restrição de geração máxima hidráulica menor ou igual à geração hidráulica média mensal do SUIISHI, para obtenção dos volumes metas e água na calha;
- Simulação do DESSEM (completa) com restrições de volume meta ao final do horizonte de estudo e água em viagem, excluindo-se a restrição de geração máxima do item anterior.

Os resultados da simulação do DESSEM (completo) são apresentados na seção seguinte.

5.4 Simulação do DESSEM

Seguindo para o último modelo da metodologia proposta, o modelo DESSEM foi simulado considerando um horizonte de quatro dias (de sábado à terça) dos meses de fevereiro e agosto dos anos de 2019, 2023, 2027 e 2031, com 10 cenários de geração eólica (nomeados C.E1, C.E2, C.E3, C.E4, C.E5, C.E6, C.E7, C.E8, C.E9 e C.E10), com afluência de 1956, conforme premissas detalhadas na seção 4.5.

Por se tratar da média dos quatro dias simulados no DESSEM, os valores calculados pelos modelos SUIISHI e DESSEM se encontram próximos, conforme esperado. Contudo, ao se analisar a média da geração hidráulica de cada dia simulado, no grá-

figo 5.18, constata-se que devido à granularidade temporal considerada no SUIISHI, não é possível se verificar os picos de geração como no modelo DESSEM.

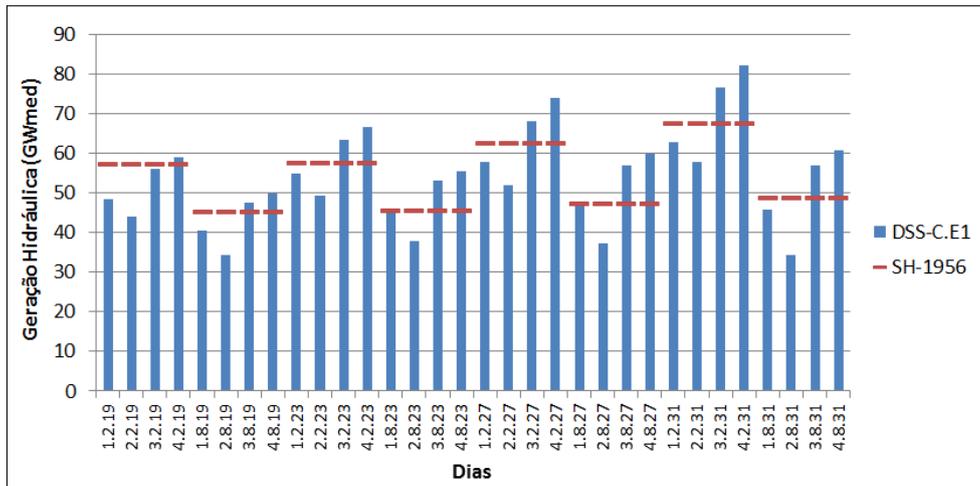


Figura 5.18: Média da geração hidráulica total para cada dia dos meses simulados.

O gráfico 5.18 apresenta a média diária da geração hidráulica do SIN, dos quatro dias de cada mês simulado no DESSEM, para o cenário C.E1 (barras em azul) em comparação com a geração hidráulica total média do mês calculada pelo modelo SUIISHI (linha pontilhada vermelha), da série de 1956. Observa-se que o modelo DESSEM calculou valores de geração hidráulica maiores no terceiro e quarto dia de cada mês, consistente com a maior demanda nos dias úteis do que nos finais de semana.

Verificando-se as médias diárias da demanda dos distintos dias da semana considerados na simulação do modelo DESSEM, em comparação com as médias mensais de demanda do NEWAVE, no gráfico 5.19, justificam-se as variações diárias de geração hidráulica calculadas pelo DESSEM.

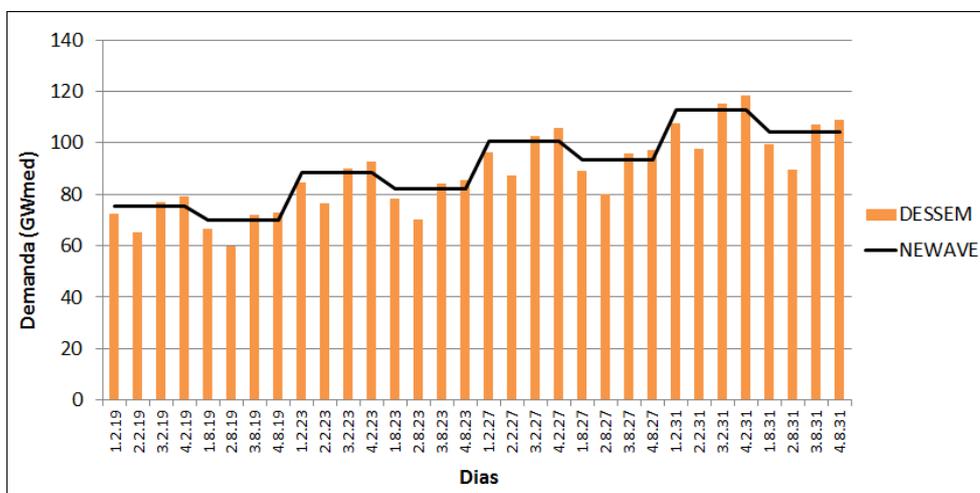


Figura 5.19: Média da demanda total de energia para cada dia dos meses simulados.

O gráfico 5.20 apresenta a carga do terceiro dia de simulação do mês de agosto do último ano de estudo, com discretização horária, conforme simulado no DESSEM (área em laranja), em comparação com a carga mensal do NEWAVE por patamares (linha preta). Conforme esperado, quanto maior a granularidade temporal, como no DESSEM, mais variações de carga são possíveis de serem observadas.

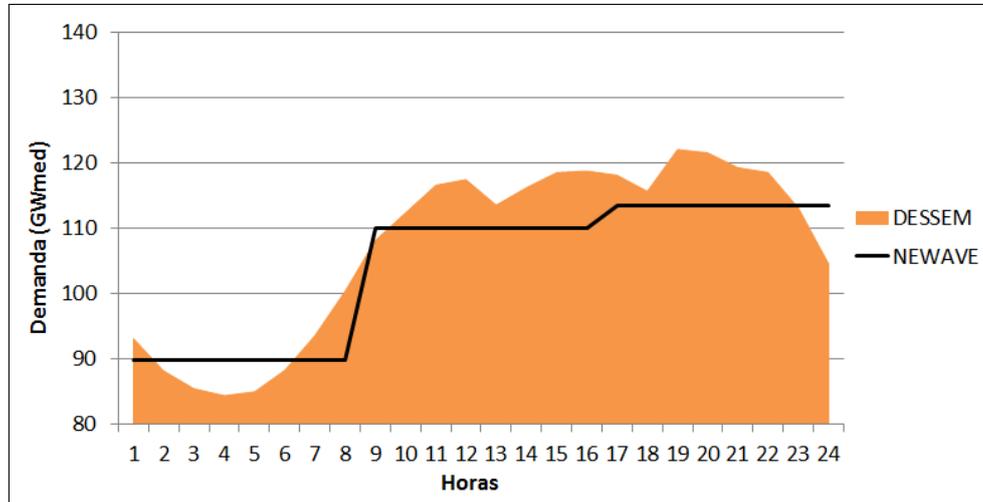


Figura 5.20: Demanda horária total do terceiro dia de agosto de 2031.

Como consequência o perfil de geração também deve sofrer mais variações para o atendimento da demanda. De fato, pode-se observar no gráfico 5.21, que a geração total calculada, para as horas do terceiro dia do mês de agosto de 2031, pelo modelo DESSEM, sofrem mais variações horárias em comparação com a geração total média calculada pelo NEWAVE.

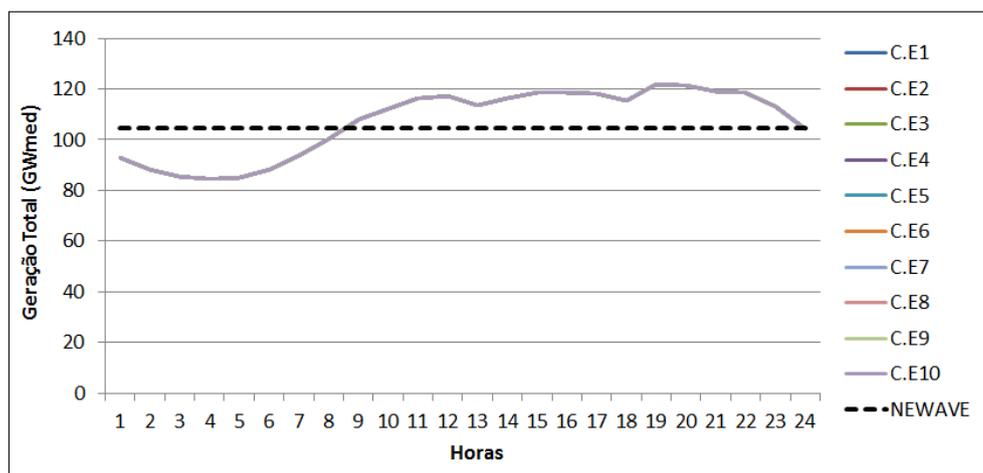


Figura 5.21: Geração horária total do terceiro dia de agosto de 2031.

Os cenários de geração eólica simulados são apresentados no gráfico 5.22. Neste gráfico, as curvas coloridas representam geração eólica horária, para cada cenário simulado, do terceiro dia de agosto de 2031, e a curva pontilhada preta representa a geração eólica média, deste mesmo mês, considerada no modelo NEWAVE.

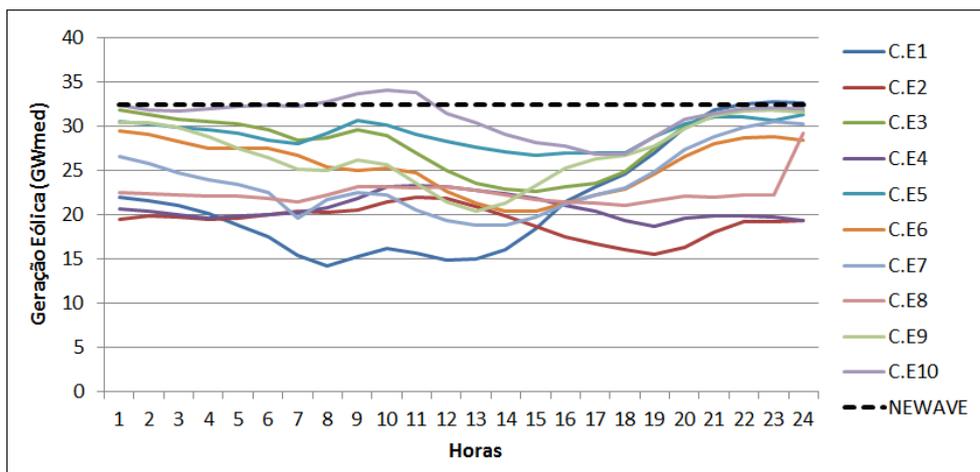


Figura 5.22: Geração horária de usinas eólicas do terceiro dia de agosto de 2031.

Portanto, como esse tipo de usina não é despachável, para que a soma da geração total acompanhe a variação horária da carga, outro tipo de usina despachável deve compensar essa diferença nos cenários de geração eólica. O gráfico 5.23 apresenta curvas de geração térmica horária, para cada cenário de geração eólica simulado, do terceiro dia de agosto de 2031. Constata-se então que a diferença média de geração dos cenários eólicos é absorvida pelos geradores térmicos.

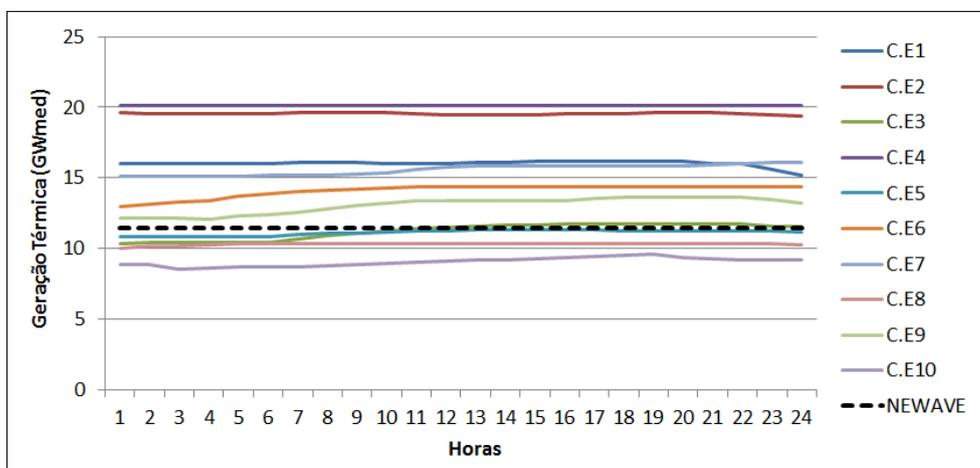


Figura 5.23: Geração térmica horária total do terceiro dia de agosto de 2031.

De fato, observa-se no gráfico 5.22 que, em comparação com a geração média eólica do modelo NEWAVE, os cenários de geração eólica do modelo DESSEM encontram-se, em sua maioria abaixo do valor considerado no modelo NEWAVE. Estes cenários de geração eólica resultaram, em acréscimos de geração térmica, calculadas pelo modelo DESSEM, em relação à média mensal calculada pelo modelo NEWAVE, como observado no gráfico 5.23.

O gráfico 5.24 apresenta a soma da geração térmica e geração eólica para cada cenário de geração eólica simulado, do terceiro dia de agosto de 2031, em comparação

com a geração média térmica somada a geração média eólica do modelo NEWAVE.

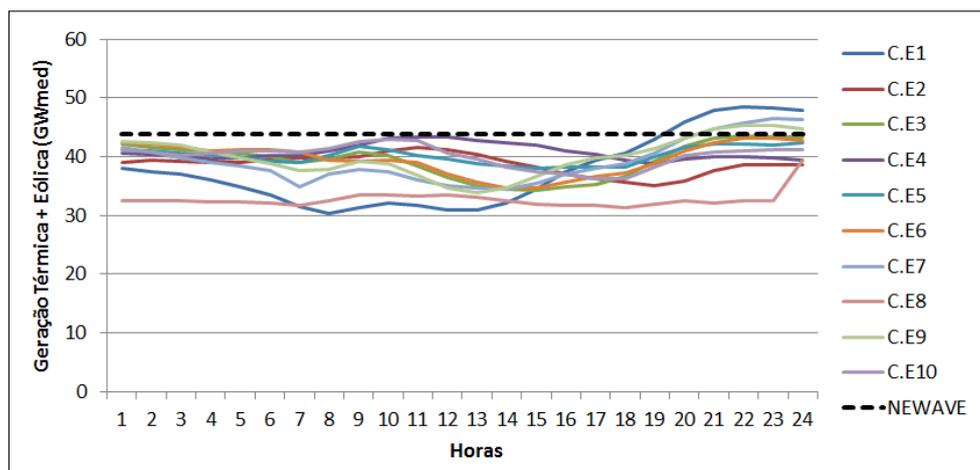


Figura 5.24: Soma da geração térmica e geração eólica horária total do terceiro dia de agosto de 2031.

Confirmando assim que a geração térmica está absorvendo a média da diferença dos cenários de geração eólica. Contudo, a intermitência das eólicas é compensada majoritariamente pela modulação das hidráulicas. O gráfico 5.25 apresenta as gerações hidráulicas do SIN, para cada cenário de geração eólica simulado, para cada hora do terceiro dia de agosto de 2031. No gráfico observa-se a similaridade do perfil da geração hidráulica com o perfil da demanda total (gráfico 5.20).

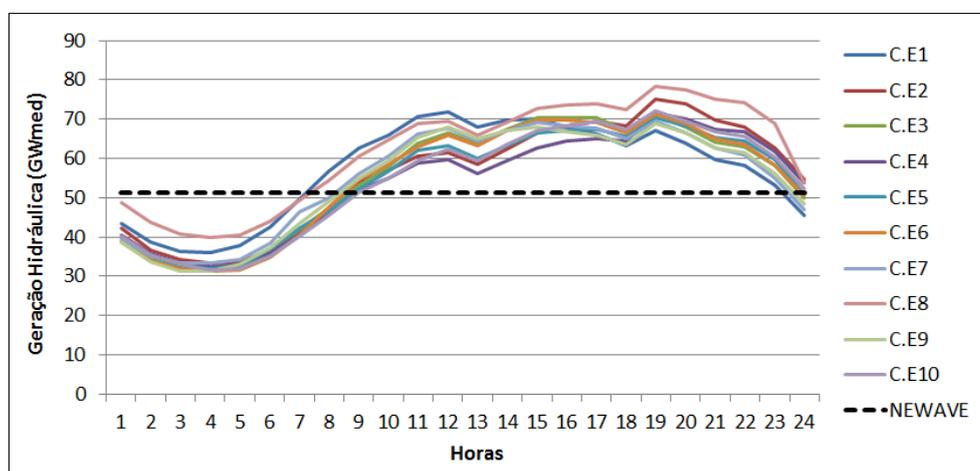


Figura 5.25: Geração hidráulica horária total do terceiro dia de agosto de 2031.

Portanto, constata-se que a geração hidráulica é a maior responsável pelo atendimento da demanda de energia. Conclui-se ainda que a geração térmica compensa os diferentes níveis médios de geração eólica enquanto que a geração hidráulica compensa a intermitência da geração eólica.

5.5 Validação do Plano de Expansão

Conforme apresentado no capítulo 3, a proposta metodológica pode ser dividida em dois processos iterativos:

- Primeiro processo iterativo: avaliação e correção, se necessária, do plano de expansão com o resultado do planejamento da operação de médio prazo;
- Segundo processo iterativo: validação do plano de expansão com o resultado da programação de operação de curto prazo.

Mas, conforme verificado na seção 5.2 deste capítulo, o resultado do modelo NEWAVE atendeu ao critério de segurança no atendimento à demanda com o plano de expansão calculado apenas com uma simulação do modelo MELP. Portanto, primeiro processo iterativo da proposta metodológico necessitou de apenas uma simulação, sem exigir correção do plano de expansão.

Contudo, seguindo a proposta metodológica, o critério de convergência do segundo processo iterativo não foi atendido na primeira simulação do DESSEM. Ou seja, devido ao maior nível de detalhamento do sistema elétrico e maior discretização temporal considerada no modelo DESSEM, este identificou complicações que não haviam sido detectadas pelos modelos MELP e NEWAVE:

- Cortes de carga;
- Falha na exportação de energia gerada por fonte eólica por falta de intercâmbio.

As subseções seguintes apresentam essas situações detalhadas, nas quais os resultados do modelo DESSEM não atenderam os critérios de convergência do segundo processo iterativo da proposta metodológica.

Além disso, seguindo a proposta metodológica, são apresentados também os resultados obtidos do modelo DESSEM após ajustes no plano de expansão. Ou seja, o modelo foi simulado no segundo processo iterativo para o atendimento dos critérios de convergência.

Dessa forma, esta metodologia proposta permitiu que o plano expansão calculado pelo modelo de planejamento de expansão de longo prazo fosse avaliado e aprimorado segundo os resultados do modelo de programação da operação de curto prazo, de modo a eliminar as não conformidades identificadas na operação de curto prazo.

Finalmente, recordando que os modelos computacionais utilizados neste trabalho foram executados no *cluster* de computadores pertencentes a infraestrutura de tecnologia do CEPEL. No entanto, com o advento da pandemia ocorrido no início de 2020, não foi possível simular novamente toda a cadeia apresentada, com as restrições de expansão mínima obrigatória adicionadas ao modelo MELP decorrentes

da expansão adicional inserida no modelo DESSEM, devido à restrições de acesso à esta infraestrutura. Estes resultados poderão ser objeto de trabalhos de pesquisa futuros.

5.5.1 Ajustes da capacidade instalada

Ao analisar o atendimento de carga das simulações do DESSEM, observou-se que para alguns meses, com alguns cenários de vento, não houve disponibilidade de geração para o pleno atendimento da demanda. Os gráficos 5.26 e 5.27 apresentam a geração total e a carga do sistema durante as horas do terceiro dia simulado, para o oitavo cenário eólico, dos meses fevereiro de 2027 e fevereiro de 2031, respectivamente.

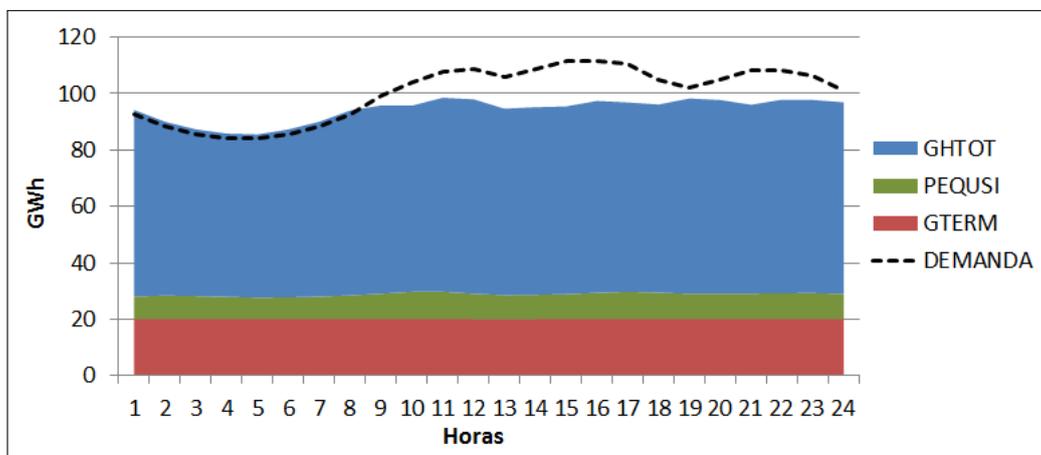


Figura 5.26: Balanço de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2027 para cenário eólico crítico.

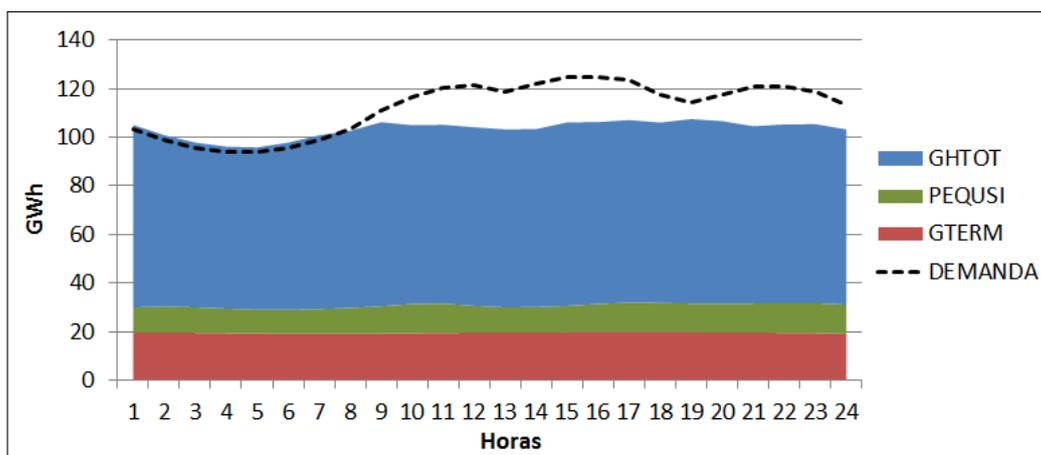


Figura 5.27: Balanço de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2031 para cenário eólico crítico.

Nos gráficos a geração é representada pelo gráfico de área e a demanda pela linha pontilhada, onde GHTOT representa a geração total de usinas hidrelétricas,

GTERM representa a geração total de usinas termelétricas e PEQUISI representa a geração total das UNCs (soma das gerações de PCHs, PCTs, usinas fotovoltaicas e usinas eólicas).

Observa-se que a partir das 9 horas do dia, o montante total de geração não foi suficiente para se igualar à demanda de energia, resultando no déficit de carga. Este déficit foi observado para alguns outros cenários de geração eólica. O gráfico 5.28 apresenta o maior déficit observado para cada mês simulado no DESSEM, com cada um dos cenários de geração eólica. Neste gráfico pode-se observar a ocorrência de corte de carga apenas nos meses de fevereiro de 2027 e 2031.

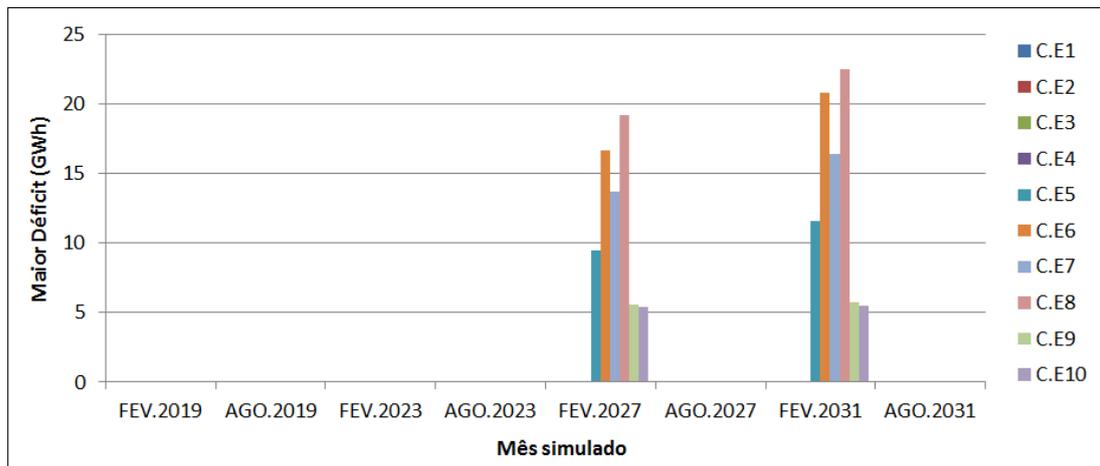


Figura 5.28: Maior déficit horário observado para cada mês simulado.

Os gráficos 5.29 e 5.30 apresentam os cortes de carga horários para estes meses de fevereiro de 2027 e 2031, respectivamente. Nos gráficos são apresentadas as 24 horas do terceiro dia simulado de cada mês, para cada um dos cenários de geração eólica utilizados.

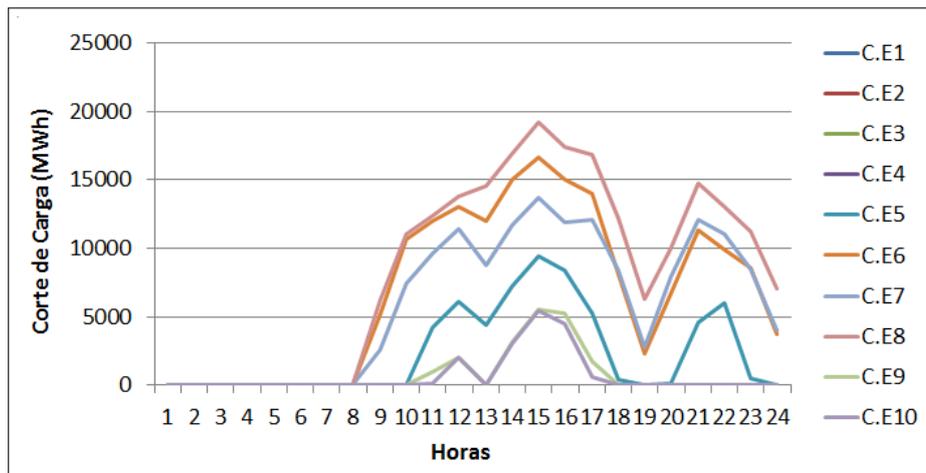


Figura 5.29: Déficits ocorridos ao longo do dia dos casos de fevereiro de 2027.

Observa-se que, em ambos os meses em 6 dos 10 cenários de geração eólica (C.E5, C.E6, C.E7, C.E8, C.E9 e C.E10), houve corte de carga após as 8 horas da manhã do terceiro dia simulado. Dentre estes, 3 cenários (C.E6, C.E7 e C.E8) apresentaram o déficit até o final do dia, sendo o cenário 8 o pior dos casos.

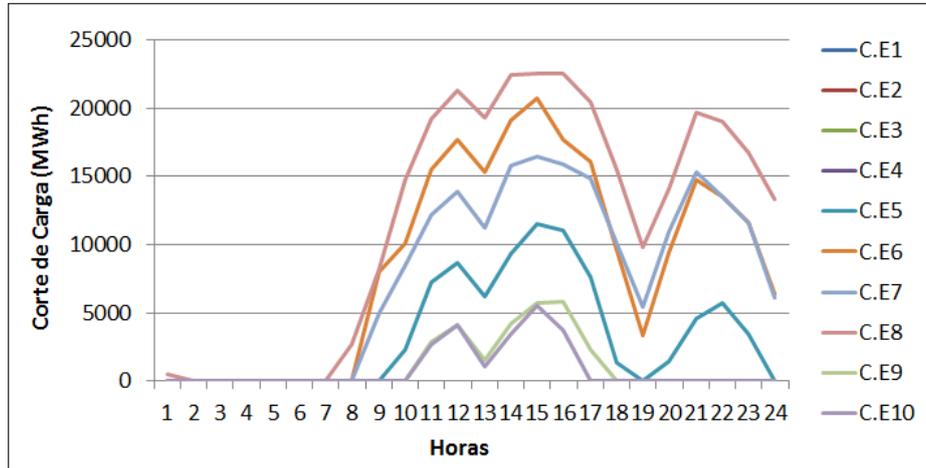


Figura 5.30: Déficits ocorridos ao longo do dia dos casos de fevereiro de 2031.

O gráfico 5.31 apresenta a geração térmica para as 15 horas do terceiro dia dos casos de fevereiro de 2027, em azul, e fevereiro de 2031, em vermelho, e a capacidade instalada das UTEs total do sistema, linha tracejada preta. No gráfico pode-se verificar que para os cenários de geração eólica com corte de carga, a geração térmica se encontra em seu máximo.

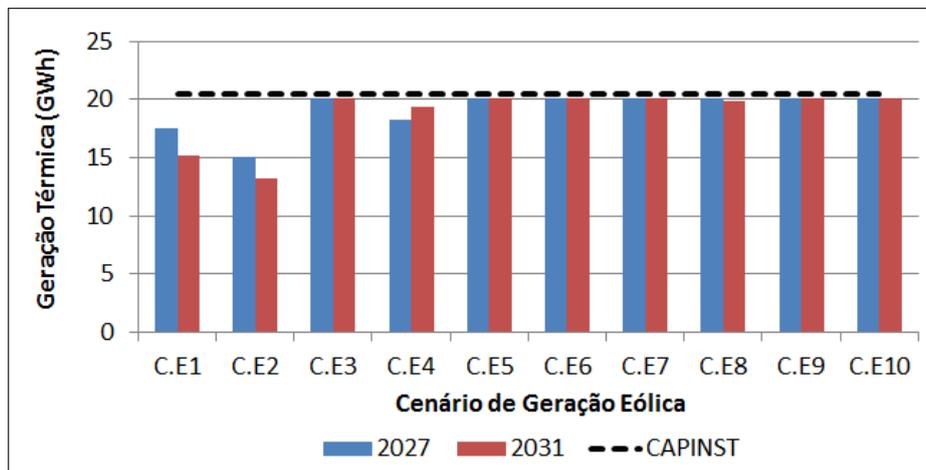


Figura 5.31: Geração térmica as 15h do terceiro dia de fevereiro de 2027 e 2031.

Observa-se, ainda, que para o cenário eólico 8 (C.E8), no ano de 2031, a geração térmica total não se iguala à sua capacidade instalada. Isto pode ser justificado pelas restrições de *unit-commitment*: como o cenário eólico C.E8 apresenta os maiores níveis de cortes de carga (gráfico 5.30), as usinas térmicas foram ligadas desde o primeiro dia para atender a demanda, contudo, devendo cumprir a restrição de

tempo de operação máximo, algumas delas tiveram que ser desligadas antes das 15h do terceiro dia, por isso o desigualdade entre a geração total e capacidade instalada no gráfico 5.31.

Uma vez que os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas estão baixos (hidrologia crítica do ano de 1956) e o parque térmico já foi despachado em sua totalidade, conforme verificado no gráfico 5.31, a indicação de corte de carga, para 60% dos cenários de geração eólica, aponta a necessidade da expansão adicional.

Contudo, essa necessidade de expansão da geração não foi detectada pelos modelos MELP e NEWAVE, por dois motivos principais: discretização temporal da demanda e cenários de ventos considerados, conforme descrito na seção 4.1.

Os gráficos 5.32 e 5.33 apresentam a carga total do sistema vista pelos modelos MELP (dia típico trimestral) e DESSEM (terceiro dia da semana típica), dos meses de fevereiro de 2027 e 2031, respectivamente.

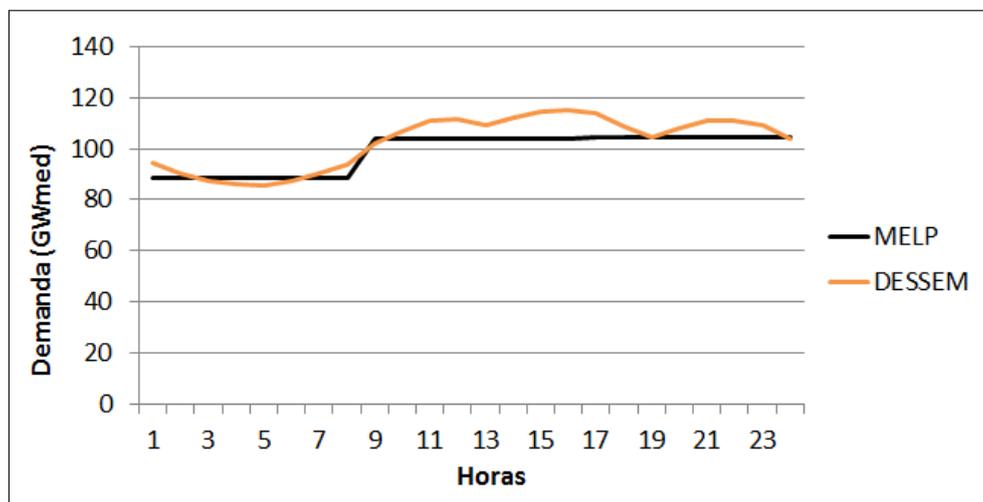


Figura 5.32: Curvas horárias de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2027.

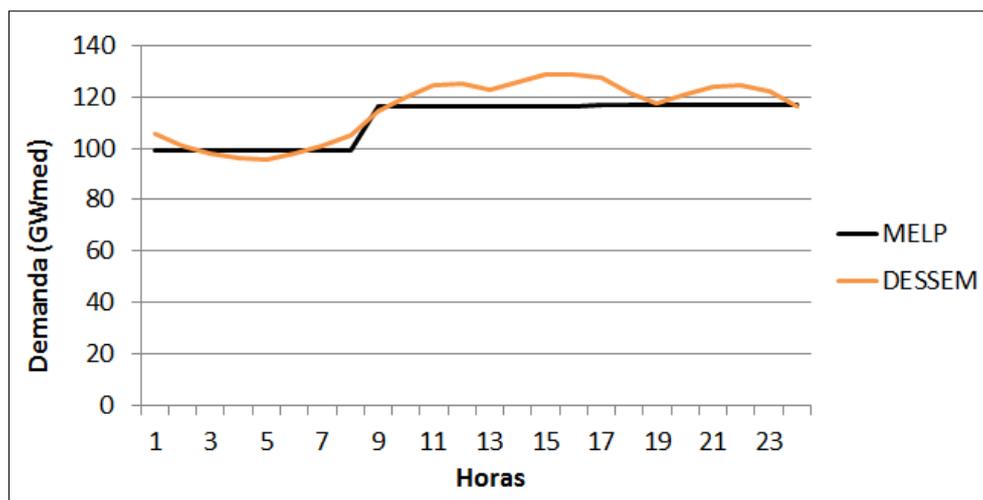


Figura 5.33: Curvas horárias de demanda do terceiro dia de fevereiro de 2031.

Observa-se que, para ambos os meses, a menor discretização diária de carga no modelo MELP não permite detectar as maiores variações horárias de carga, como é o caso do modelo DESSEM.

Além disso, alguns dos cenários de geração eólica informados ao DESSEM apresentam metade da geração eólica esperada pelo MELP, para o mês de fevereiro, conforme verificado no gráfico 5.34. No gráfico são apresentados os fatores de capacidade horários para o terceiro dia de simulação dos meses de fevereiro do DESSEM, em colorido, e a curva de geração eólica média para o primeiro período sazonal do MELP, linha pontilhada em preto.

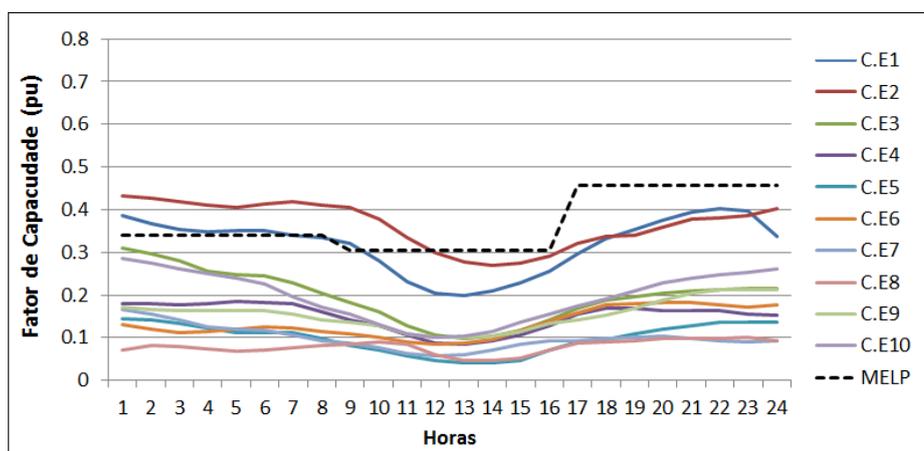


Figura 5.34: Curvas horárias de geração eólica em fevereiro.

Verifica-se que as curvas de geração eólica C.E5, C.E6, C.E7, C.E8, C.E9 e C.E10, estão muito abaixo da curva de geração eólica considerada pelo MELP, resultando em corte de carga, pois as outras fontes de geração estão no limite máximo.

Visando eliminar o déficit, para todos os cenários de geração eólica, nos meses de fevereiro dos anos de 2027 e 2031, os casos foram simulados com a adição de usinas termelétricas em seu parque gerador.

Os projetos adicionados foram usinas a gás, ciclo simples, informadas ao modelo MELP, mas que não receberam investimento. As usinas foram adicionadas, ao deck do DESSEM, gradativamente até a eliminação total do déficit em todos os cenários eólicos, de forma sucessiva para cada mês e ano analisado. O número total final de usinas adicionadas, por subsistema, para cada ano, está apresentado na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Total de usinas termelétrica adicionadas em cada subsistema

subsistema	Ano	
	2027	2031
Sudeste	7	12
Sul	5	9
Nordeste	3	5
Manaus	2	2

Todas as usinas adicionadas possuem capacidade instalada de 350MW e custo de operação de 250 \$/MWh. As usinas adicionadas em 2027 foram aproveitadas para 2031 e acrescidas de mais algumas. O montante total de capacidade instalada, para cada subsistema, em cada ano está apresentado no gráfico 5.35.

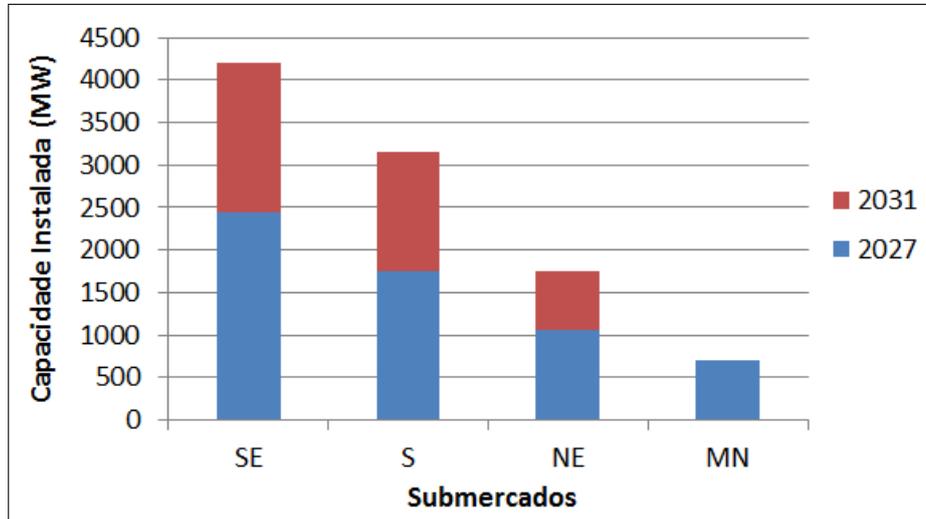


Figura 5.35: Montante adicionado de UTE por subsistema em cada ano.

Conforme esperado, como o ano de 2031 possui a demanda de energia maior que o ano de 2027, e por consequência maior déficit, o ano de 2031 exigiu maior expansão de usinas termelétricas.

Como resultado, além da eliminação do déficit, a adição das UTEs diminuiu significativamente o custo total de operação resultante no DESSEM, conforme observado no gráfico 5.36. O gráfico apresenta o custo total de operação para os casos de fevereiro de 2027 e 2031 com o cenário de geração eólica C.E8, com a presença do corte de carga, em azul, e após sua eliminação, em vermelho.

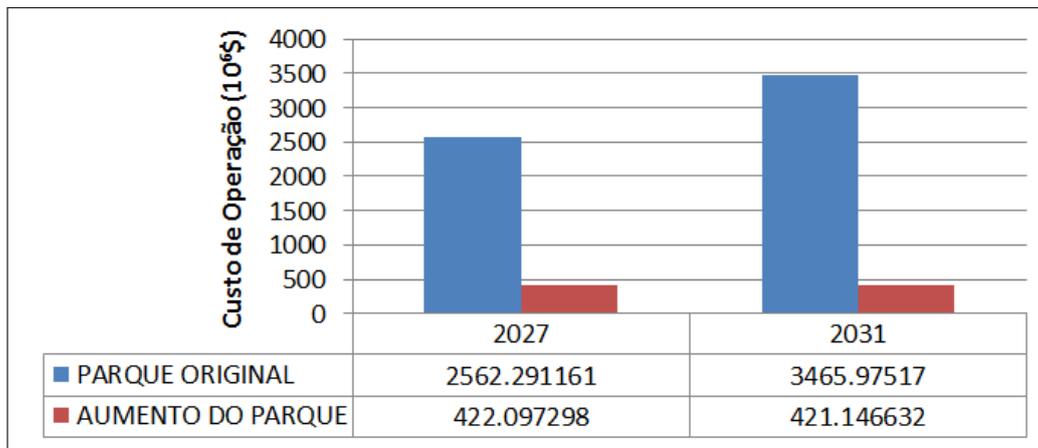


Figura 5.36: Diminuição do custo total de operação.

5.5.2 Ajustes dos limites de intercâmbio

Por fim, analisando os custos marginais de operação de cada subsistema, para alguns cenários de geração eólica, em alguns meses simulados no DESSEM, o CMO do Nordeste ficou diferente do resto do sistema.

Por exemplo, o gráfico 5.37 apresenta os CMOs dos subsistemas Sudeste, em azul, e Nordeste, em vermelho, para os dois primeiros dias de simulação do mês de agosto de 2031, com o cenário de geração eólica C.E8. Cada período do gráfico representa 6 horas de cada um dos dois dias.

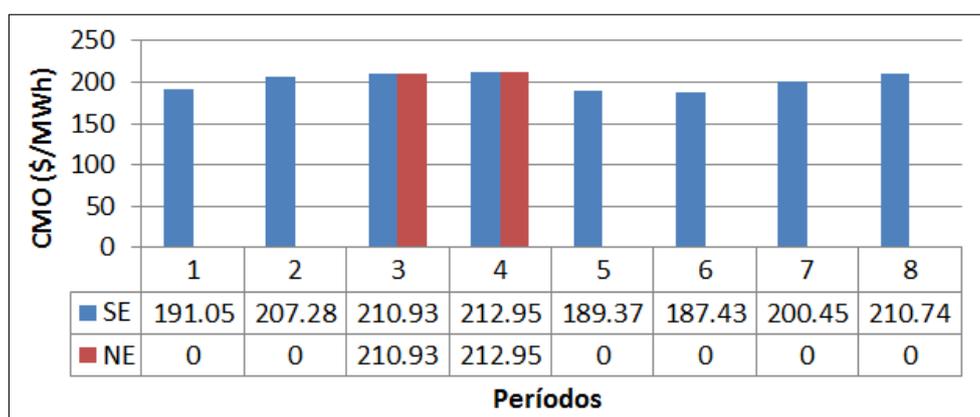


Figura 5.37: CMOs do Sudeste e Nordeste em agosto de 2031.

Observa-se que para as primeiras 12 horas do primeiro dia, e o segundo dia inteiro, o CMO do Nordeste foi nulo, enquanto que o CMO do Sudeste variou em torno de 190 $\$/MWh$ durante os períodos. Essa diferença dos CMOs pode ser justificada pela falta de intercâmbio entre os subsistemas.

Os gráficos 5.38 e 5.39 apresentam a geração eólica do subsistema Nordeste abastecida da carga do próprio subsistema, ou seja, o excesso de geração eólica do Nordeste que pode ser exportada para os demais subsistemas.

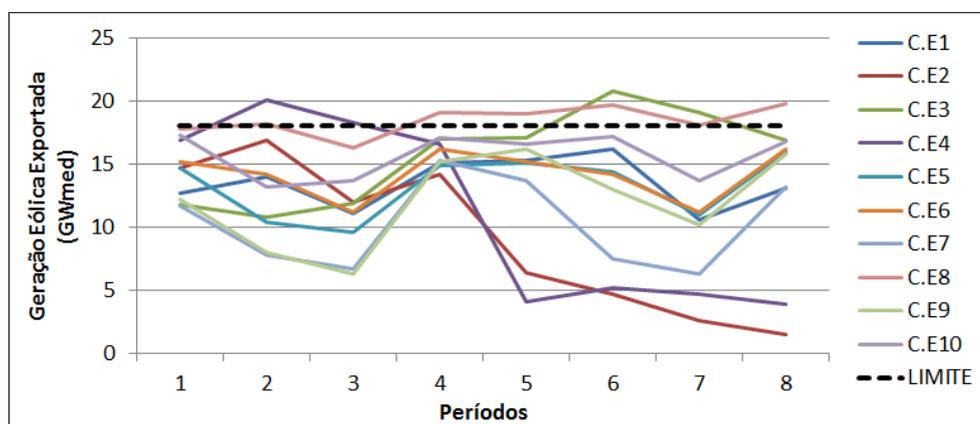


Figura 5.38: Exportação de geração eólica do Nordeste nos dois primeiros dias de agosto de 2031.

O gráfico 5.38 apresenta o excesso de geração eólica dos dois primeiros dias de simulação, em períodos de 6 horas de duração, para o mês de agosto de 2031, para cada cenário de geração eólica simulado. A linha pontilhada em preto representa o limite de intercâmbio total de exportação do Nordeste.

O gráfico 5.39 apresenta o excesso de geração eólica do terceiro dia de simulação, por hora, para o mês de agosto de 2031, para cada cenário de geração eólica simulado, também apresentando o limite de exportação do Nordeste na linha preta pontilhada.

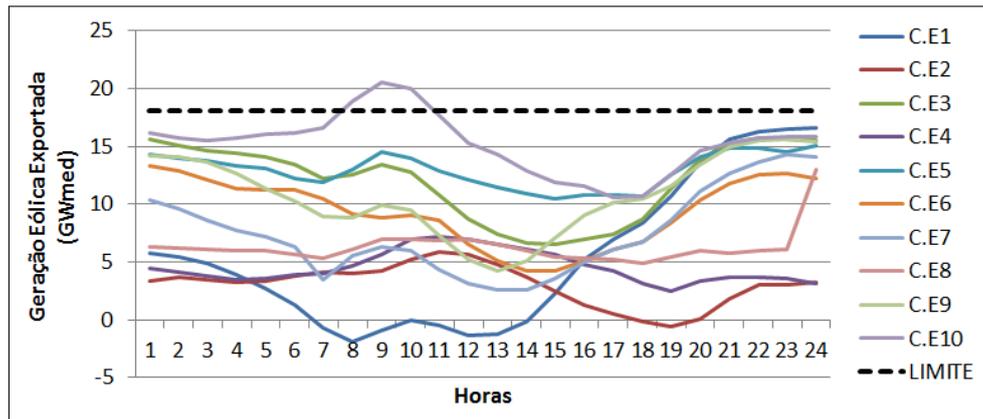


Figura 5.39: Explotação de geração eólica do Nordeste no terceiro dia de agosto de 2031.

Verifica-se que o excesso de geração eólica que deveria ser exportado supera o limite de intercâmbio do Nordeste, para os cenários C.E3, C.E4, C.E8 e C.E10, justificando a diferença dos CMOs do gráfico 5.37. O mesmo aconteceu para o mês de agosto de 2027, nos cenários de geração eólica C.E3, C.E4 e C.E8, em menor escala, como pode ser verificado no gráfico 5.40, não ocorrendo em mais nenhum mês simulado.

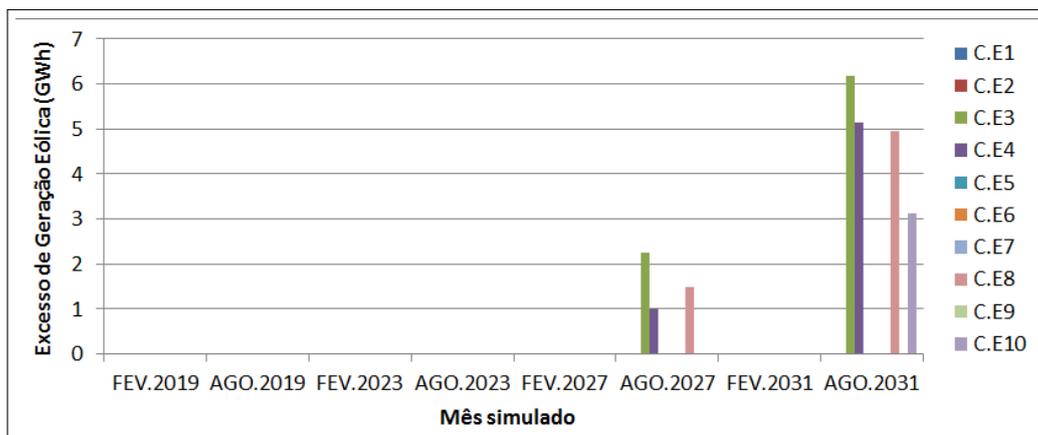


Figura 5.40: Excesso de geração eólica do Nordeste não exportado, para cada mês simulado.

Estes resultados apontam a necessidade da expansão dos limites de exportação do subsistema Nordeste devido ao excesso de geração eólica em 4 dos 10 cenários simulados. Contudo, essa expansão não foi planejada pelo modelo MELP.

O gráfico 5.41 apresenta os fatores de capacidade dos cenários de geração eólica considerados no modelo DESSEM, para os dois primeiros dias de simulação, divididos em períodos de 6 horas de duração, dos meses de agosto, em colorido, e o fator de capacidade eólico do terceiro período sazonal considerado no MELP, curva pontilhada preta.

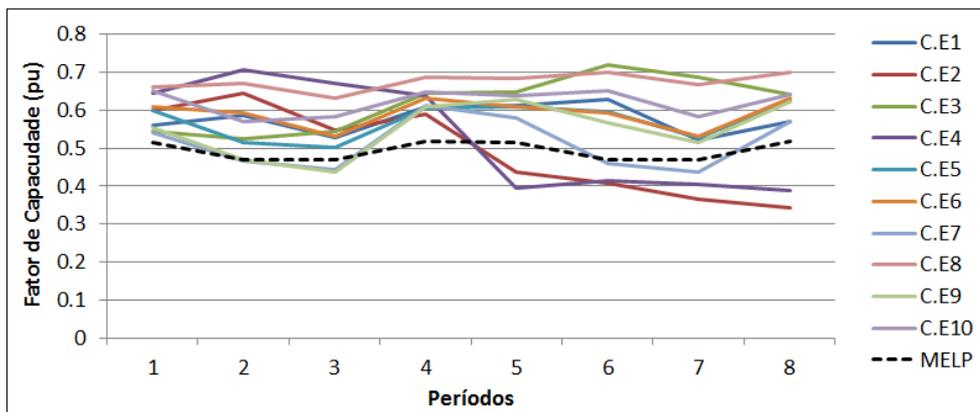


Figura 5.41: Curvas de geração eólica em agosto para os dois primeiros dias de simulação do DESSEM.

O gráfico 5.42 apresenta os fatores de capacidade horário dos cenários de geração eólica considerados no modelo DESSEM, para o terceiro dia de simulação dos meses de agosto, em colorido, e também o fator de capacidade eólico do terceiro período sazonal considerado no MELP, curva pontilhada preta.

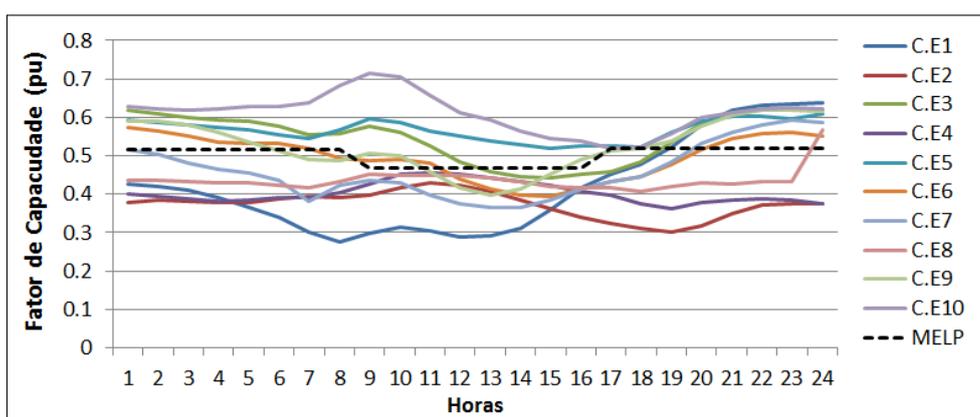


Figura 5.42: Curvas horárias de geração eólica em agosto para o terceiro dia de simulação do DESSEM.

Observa-se no gráfico 5.41 que, de maneira geral, as curvas C.E3, C.E4 e C.E8 são aproximadamente 30% maiores do que a geração média eólica considerada na otimização do modelo MELP. Por sua vez, no terceiro dia (gráfico 5.42), a maior diferença de fator de capacidade refere-se ao cenário C.E10 às nove horas da manhã.

Conclui-se que devido a maior granularidade temporal do modelo DESSEM, os excedentes de energia eólica não puderam ser exportados devido ao limite de intercâmbio. Por não terem sido detectados no MELP, resultou numa expansão de intercâmbios menor do que a necessária para a operação de curto prazo.

Portanto os meses de agosto de 2027 e 2031 foram simulados novamente, com o aumento gradativo do intercâmbio do subsistema Nordeste para o subsistema Sudeste até que o excesso de geração eólica do Nordeste, de cada um dos cenários, pudesse ser exportado por completo. Chegou-se à expansão de 2249MW de limite de intercâmbio do Nordeste para o Sudeste em agosto de 2027 e 6668MW para agosto de 2031.

O gráfico 5.43 apresenta os CMOs do Sudeste, em azul, e Nordeste, em vermelho, para os dois primeiros dias, divididos em períodos de 6 horas, para o mês de agosto de 2031 simulado com o cenário C.E8 após a expansão do intercâmbio.

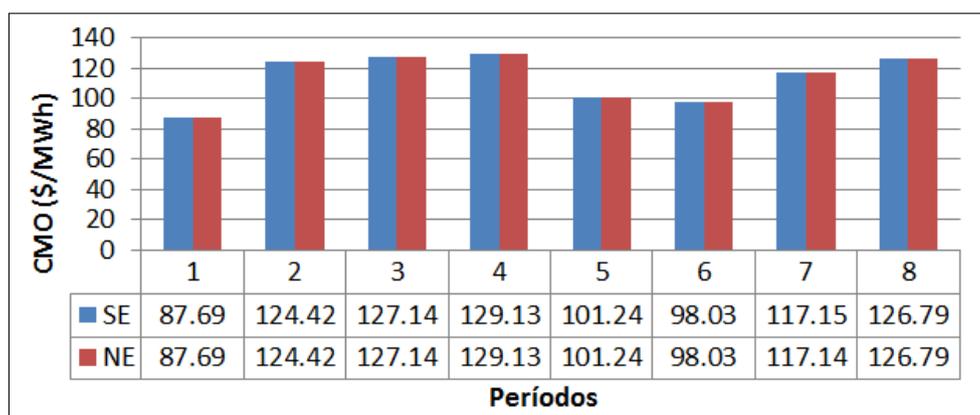


Figura 5.43: CMOs do Sudeste e Nordeste em agosto de 2031 após expansão dos limites de exportação.

Verifica-se que, diferentemente do gráfico 5.37, os CMOs dos dois subsistemas se igualaram em todos os períodos, conforme esperado. Por consequência, a geração térmica do Sudeste diminuiu significativamente, conforme apresentado no gráfico 5.44.

No gráfico 5.44 verifica-se as curvas de geração térmica horária para o mês de agosto de 2031, com o cenário de geração eólica C.E10, com o limite de exportação do Nordeste original, em azul, e expandido, em vermelho.

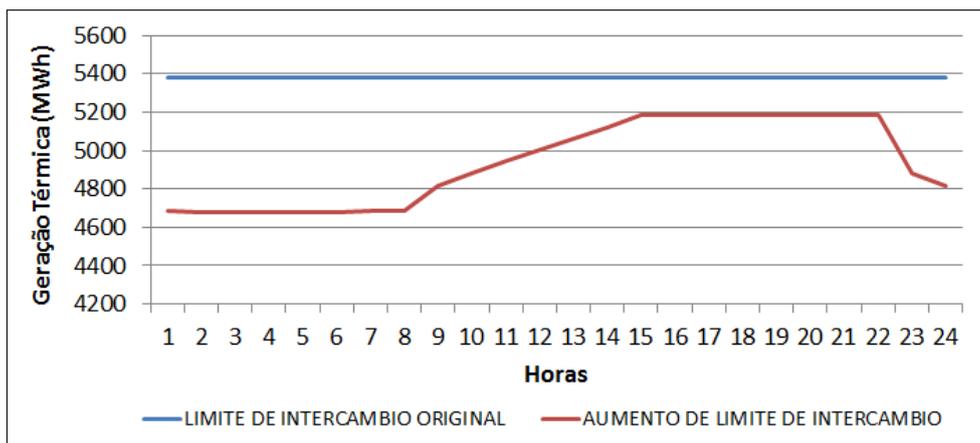


Figura 5.44: Alteração na geração térmica no Sudeste com aumento de intercâmbio.

Ainda, comparando-se com o primeiro gráfico 5.37, observa-se que devido a maior importação do Sudeste de geração eólica e consequente diminuição da sua geração térmica, o CMO deste subsistema diminuiu significativamente com o aumento do limite de intercâmbio, conforme observado no gráfico 5.45.

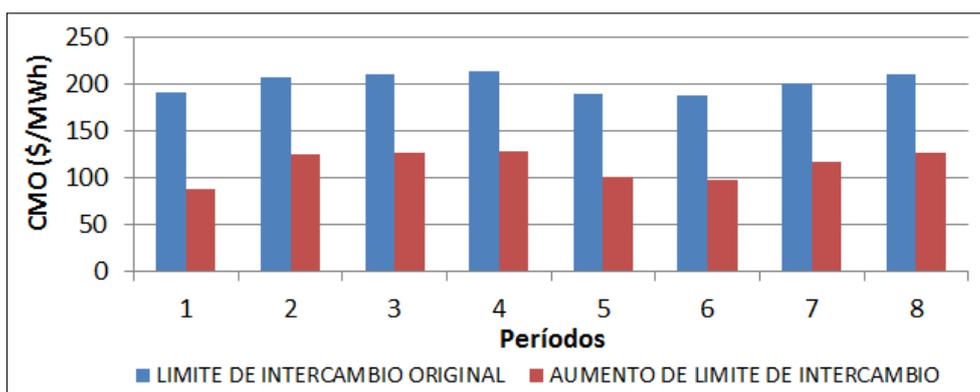


Figura 5.45: Alteração no CMO no Sudeste com aumento de intercâmbio.

O gráfico 5.45 apresenta os CMOs do Sudeste com o limite de intercâmbio original, em azul, e expandido, em vermelho, para os dois primeiros dias, divididos em períodos de 6 horas, para o mês de agosto de 2031 simulado com o cenário C.E8.

Capítulo 6

Conclusões e Perspectivas

A preocupação mundial na descarbonização das matrizes energéticas tem resultado na maior inserção de usinas de fontes renováveis, como usinas eólicas e fotovoltaicas, em sistemas de potência. Essas fontes conferem grandes desafios à operação do sistema elétrico pela suas características de intermitência.

Dessa forma, a presença dessas fontes na matriz elétrica requer aprimoramentos nos modelos de planejamento para analisar adequadamente a operação do sistema. Algumas linhas de pesquisa se destacam na literatura, como o aumento da granularidade temporal de análise operativa, passando de mensal para horário, para melhor representação do perfil de geração ao longo do dia das fontes renováveis intermitentes, suas incertezas e inclusão de restrições de flexibilidade do parque gerador.

Contudo, para sistemas elétricos de grande porte com a predominância de geradores hidrelétricos, a modelagem do planejamento da expansão é bastante complexo em função da representação detalhada das incertezas hidrológicas necessária para avaliar a confiabilidade da operação. A representação das incertezas e variabilidade da geração eólica ao problema aumentaria significativamente a complexidade matemática, assim como o esforço computacional, possivelmente resultando na sua inviabilidade. Para manter a tratabilidade computacional, este trabalho propôs uma metodologia com base no acoplamento entre modelos de operação com modelo de expansão de longo prazo, chamado de *soft-link*.

Especificamente, neste estudo foi proposta uma metodologia de planejamento da expansão que permite a análise do impacto de fontes renováveis intermitentes na operação do sistema elétrico, através de um *soft-link* entre modelos de planejamento da expansão de longo prazo, planejamento da operação de médio prazo, e programação da operação de curto prazo. Nesta pesquisa utilizou-se como caso de estudo um sistema elétrico brasileiro, com horizonte de planejamento de 2016 a 2031. Esta metodologia pode ser aplicada para sistemas de grande porte semelhantes, isto é, com participação hidrelétrica expressiva na matriz elétrica.

A metodologia proposta permitiu que o plano expansão calculado pelo modelo

de planejamento de expansão de longo prazo fosse avaliado quanto às incertezas geração hidráulica e eólica, através das simulações dos modelos de planejamento e programação da operação, respectivamente. Com base no resultado destas simulações, foi possível o aprimoramento do cronograma de expansão com a indicação de expansões adicionais de unidades geradoras e intercâmbios necessárias para garantir uma operação segura do sistema.

O plano de expansão calculado pelo modelo de longo prazo propôs uma grande inserção de usinas eólicas entre os anos de 2023 e 2031, seguida de usinas hidrelétricas, em menor escala demais usinas renováveis não controláveis e usinas termelétricas a gás natural. Apesar da participação hidrelétrica ter reduzido ao longo do horizonte, sua participação na matriz elétrica continua expressiva. Sendo assim, é importante avaliar a adequação do cronograma de expansão quanto ao risco hidrológico, que na metodologia proposta é realizada através da simulação com o modelo de operação de médio prazo. No estudo de caso adotado, os resultados desta simulação indicaram risco de déficit inferior a 5%.

É importante, como trabalhos futuros, aprimorar a metodologia para incorporar outros critérios de avaliação da operação do plano de expansão no processo iterativo entre o modelo de expansão de longo prazo e o modelo de planejamento da operação.

Por outro lado, a participação crescente das fontes eólicas requer uma avaliação adicional da confiabilidade da operação tendo em vista às incertezas e a variabilidade intra-diária associada a esta nova fonte. Para isso, realizaram-se simulações com o modelo de programação da operação considerando cenários de vento. Os resultados indicaram a necessidade de expansões adicionais de usinas termelétricas flexíveis (a gás natural) e de intercâmbios. Ressalta-se que, para trabalhos futuros, a definição criteriosa de cenários horários de vento é extremamente importante para uma adequada avaliação da operação horária do sistema.

Dessa maneira, estas simulações adicionais constituem um aprimoramento da metodologia de expansão da geração, pois a análise operativa com uma maior granularidade temporal e consideração de incertezas de geração eólica ao longo do dia permitem identificar expansões adicionais de unidades geradoras flexíveis e de intercâmbio necessárias para garantir o atendimento seguro da demanda.

Estas expansões adicionais definidas através do modelo de programação podem impactar a otimalidade econômica do plano de expansão definidos pelos modelos de planejamento da expansão e da operação. Portanto, é importante, como trabalhos futuros, a implementação computacional considerando essas expansões adicionais definidas como projetos candidatos para nova simulação do modelo de planejamento da expansão (reinicialização do processo iterativo da metodologia proposta).

Seria importante também considerar outras tecnologias que aumentam a flexibilidade do sistema nas simulações com o modelo programação da operação de curto

prazo, como a usinas hidrelétricas reversíveis e baterias. Os montantes de expansão para cada tecnologia estimados nesta etapa devem ser considerados como projetos candidatos obrigatórios na simulação do modelo de planejamento da expansão de para que seja escolhido aquele que resulte no plano de menor custo de investimento e operação.

Referências Bibliográficas

- [1] FISCHETTI, M. “Clean tech rising.” *Scientific American*, v. 304, n. 4, pp. 96, 2011.
- [2] MME/EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia-PDE 2029*. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, 2020.
- [3] NIKOLETATOS, J., TSELEPIS, S. *Renewable Energy Integration in Power Grids - Technology Brief*. Relatório Técnico E15, Energy Technology Systems Analysis Programme and International Renewable Energy Agency, 2015.
- [4] IRENA. *Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies*. Relatório técnico, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.
- [5] SEIFI, H., SEPASIAN, M. S. *Electric power system planning: issues, algorithms and solutions*. Springer Science & Business Media, 2011.
- [6] COLLINS, S., DEANE, J. P., PONCELET, K., et al. “Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 76, pp. 839–856, 2017.
- [7] MOSS, R. H., EDMONDS, J. A., HIBBARD, K. A., et al. “The next generation of scenarios for climate change research and assessment”, *Nature*, v. 463, n. 7282, pp. 747–756, 2010.
- [8] CLARKE, L., JIANG, K., AKIMOTO, K., et al. “Assessing transformation pathways”, 2014.
- [9] GORENSTIN, B., CAMPODONICO, N., COSTA, J., et al. “Power system expansion planning under uncertainty”, *IEEE transactions on power systems*, v. 8, n. 1, pp. 129–136, 1993.

- [10] LISBOA, M., MELO, A., MACEIRA, M., et al. “MELP–Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos”. In: *V Congresso Latino–Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade*, 2003.
- [11] VESELKA, T., NOVICKAS, A. “Generation and Transmission Maximization (GTMax) Model Users Guide”, *Argonne National Laboratory, Chicago, IL*, 2001.
- [12] EXEMPLAR, E. “PLEXOS Integrated Energy Model”. 2013.
- [13] SUSTAINABLE ENERGY PLANNING RESEARCH GROUP. “Energy-Plan”. Aalborg University, 1999. Disponível em: <<http://energy.plam.aau.dk/>>.
- [14] MACEIRA, M. E. P., DUARTE, V. S., PENNA, D. D. J., et al. “Ten Year-soft Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program”, *Proceedings of the 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland*, 2008.
- [15] VAN DEN BERGH, K., BRUNINX, K., DELARUE, E., et al. “LUSYM: a unit commitment model formulated as a mixed-integer linear program”, *KU Leuven, TME Branch Working Paper*, v. 7, 2014.
- [16] HADLEY, S. W. “The oak ridge competitive electricity dispatch (ORCED) model”, *ORNL/TM-2007/230, Oak Ridge National Laboratory, June*, 2008.
- [17] MACEIRA, M., TERRY, L., DINIZ, A., et al. “Despacho de geração horário com representação detalhada de restrições hidráulicas”. In: *VII Symposium of specialists in electric operational and expansion planning*, 2000.
- [18] MOMOH, J. A. *Electric power system applications of optimization*. CRC press, 2017.
- [19] TOLMASQUIM, M. T. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Empresa de Pesquisa Energética, 2016.
- [20] MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., COSTA, F. S., et al. “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System”, *Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Spain*, 2002.

- [21] MARZANO, L. G. B. *Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho Centralizado*. Tese de D.Sc., PUC, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.
- [22] HOLTINEN, H., MEIBOM, P., ENSSLIN, C., et al. “Design and operation of power systems with large amounts of wind power”. In: *VTT Research Notes 2493*. Citeseer, 2009.
- [23] LORUBIO, G. “Flexible generation: Backing up renewables”, *Union of the Electricity Industry-EURELECTRIC Depot legal: D/2011/12.105/47*, 2011.
- [24] MÜLLER, S., SISTERNES, F. D., PATRIARCA, E., et al. “The power of transformation: Wind, sun and the economics of flexible power systems”. IEA, 2014.
- [25] IEA. *Key world energy statistics*. Relatório técnico, International Energy Agency, 2016.
- [26] REN21. *Renewables 2020 - Global status report*. Relatório técnico, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2020.
- [27] GWEC. *Global Wind Report 2019 - Annual market update*. Relatório técnico, Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, Technical Report, 2019.
- [28] ABDI. *Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil*. Relatório técnico, Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial / Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, 2014.
- [29] AMARANTE, O. A. C., SILVA, F. J. L., FILHO, L. G. R. *Atlas Eólico do Estado do Rio de Janeiro*. Relatório técnico, Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo, do Governo do Estado do Rio de Janeiro, 2002.
- [30] OLIVEIRA, K. L. M. *Projeto Básico de um Parque Eólico e Estudos de Conexão*. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, 2014.
- [31] PINHO, J. T., GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Manual, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Março, 2014.
- [32] MME/EPE. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, 2012.

- [33] BIRD, L., MILLIGAN, M., LEW, D. *Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions*. Technical Report NREL/TP-6A20-60451, National Renewable Energy Laboratory, Denver, 2013.
- [34] GALDINO, M. A. “Análise de Custos Históricos de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil”, *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, São Paulo*, 2012.
- [35] IEA. *Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy*. Relatório técnico, International Energy Agency, 2014.
- [36] JUSTINO, T. C., MARZANO, L. G. B., MELO, A. C. G., et al. “Análise de Atendimento à Ponta do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Conceitos de Confiabilidade Multi-Área”, *XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba*, 2017.
- [37] CHANDLER, H. “Harnessing variable renewables: A guide to the balancing challenge”, *Paris, France: International Energy Agency*, 2011.
- [38] LOHMANN, T., REBENNACK, S. “Tailored benders decomposition for a long-term power expansion model with short-term demand response”, *Management Science*, v. 63, n. 6, pp. 2027–2048, 2016.
- [39] WOGGRIN, S., DUEÑAS, P., DELGADILLO, A., et al. “A new approach to model load levels in electric power systems with high renewable penetration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 5, pp. 2210–2218, 2014.
- [40] TEJADA-ARANGO, D. A., DOMESHEK, M., WOGGRIN, S., et al. “Enhanced representative days and system states modeling for energy storage investment analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 6, pp. 6534–6544, 2018.
- [41] PONCELET, K., HÖSCHLE, H., DELARUE, E., et al. “Selecting representative days for capturing the implications of integrating intermittent renewables in generation expansion planning problems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 3, pp. 1936–1948, 2017.
- [42] PINEDA, S., MORALES, J. M. “Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 6, pp. 7162–7170, 2018.

- [43] PFENNINGER, S. “Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability”, *Applied energy*, v. 197, pp. 1–13, 2017.
- [44] KIRSCHEN, D. S., MA, J., SILVA, V., et al. “Optimizing the flexibility of a portfolio of generating plants to deal with wind generation”. In: *2011 IEEE power and energy society general meeting*, pp. 1–7. IEEE, 2011.
- [45] MA, J., SILVA, V., BELHOMME, R., et al. “Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems”. In: *2013 IEEE power & energy society general meeting*, pp. 1–11. IEEE, 2013.
- [46] KANNAN, R. “The development and application of a temporal MARKAL energy system model using flexible time slicing”, *Applied Energy*, v. 88, n. 6, pp. 2261–2272, 2011.
- [47] SHORTT, A., O’MALLEY, M. “Impact of variable generation in generation resource planning models”. In: *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–6. IEEE, 2010.
- [48] PALMINTIER, B., WEBSTER, M. “Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables”. In: *2011 IEEE power and energy society general meeting*, pp. 1–7. IEEE, 2011.
- [49] FLORES-QUIROZ, A., PALMA-BEHNKE, R., ZAKERI, G., et al. “A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration”, *Electric Power Systems Research*, v. 136, pp. 232–241, 2016.
- [50] LANNOYE, E., FLYNN, D., O’MALLEY, M. “The role of power system flexibility in generation planning”. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6. IEEE, 2011.
- [51] DA SILVA, A. M. L. L., SALES, W. S., DA FONSECA MANSO, L. A., et al. “Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 1, pp. 106–116, 2010.
- [52] DEANE, J., CHIODI, A., GARGIULO, M., et al. “Soft-linking of a power systems model to an energy systems model”, *Energy*, v. 42, n. 1, pp. 303–312, 2012.

- [53] PINA, A., SILVA, C. A., FERRÃO, P. “High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables”, *Applied Energy*, v. 112, pp. 215–223, 2013.
- [54] DEANE, J., GRACCEVA, F., CHIODI, A., et al. “Assessing power system security. A framework and a multi model approach”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 73, pp. 283–297, 2015.
- [55] BROUWER, A. S., VAN DEN BROEK, M., SEEBREGTS, A., et al. “Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems”, *Applied Energy*, v. 156, pp. 107–128, 2015.
- [56] ZEYRINGER, M., FAIS, B., PRICE, J. ““New” or “old” technologies to decarbonize UK’s electricity system?” In: *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–5. IEEE, 2016.
- [57] DESPRÉS, J., MIMA, S., KITOUS, A., et al. “Storage as a flexibility option in power systems with high shares of variable renewable energy sources: a POLES-based analysis”, *Energy Economics*, v. 64, pp. 638–650, 2017.
- [58] TOSATO, G. “Introduction to ETSAP and the MARKAL-TIMES models generators”. In: *International energy agency: Neet workshop on energy technology collaboration*, 2008.
- [59] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico: O Sistema Interligado Nacional”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>.
- [60] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico: SINDAT - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>.
- [61] FILHO, J. M. A. *Uma visão Integrada do Planejamento da Expansão e da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro*. Tese de D.Sc., USP, São Paulo, SP, Brasil, 2006.
- [62] ANEEL. “ANEEL - Essencial para a energia. Essencial para o Brasil.” 2020. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aneel-essencial/-/asset_publisher/c4M6OIOMkLad/content/o-que-a-aneel-faz-?inheritRedirect=false>.
- [63] CCEE. “O que fazemos - Conheça as atribuições e o foco de atuação da CCEE”. 2020. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>

portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=el0u1nqeu_4&_afLoop=499492662517740#!>.

- [64] ONS. “Sobre o ONS - O que é o ONS.” 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>.
- [65] EPE. “Quem somos.” 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/quemsomos/Paginas/default.aspx>>.
- [66] MME/EPE. *Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN - Versão PDE 2027*. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, 2019.
- [67] *Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008. Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica.*, Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 28 jul., 2008.
- [68] *Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica, e dá outras providências.*, Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 12 dez., 2019.
- [69] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico: Energia no Futuro - Suprimento Energético”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>>.
- [70] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico: A Operação Energética (PEN)”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>>.
- [71] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico: Energia no Futuro - Programação da Operação”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>>.
- [72] LISBOA, M., MARZANO, L. G. B., SABÓIA, C. H. M., et al. “Validação do modelo MELP para utilização no Plano Nacional de Energia”, *XIX SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2007.
- [73] TRINKENREICH, J., PINHEIRO, S. “Long Term Expansion Planning Using Linear Programming”, *XV SOBRAPO*, v. 1, 1982.

- [74] LISBOA, M., MARZANO, L., MACEIRA, M., et al. “A Simplified Approach to Estimate The Energy Production of Thermal Plants for Long Term Generation Expansion Planning Studies”. In: *VI Congresso Latino-Americano de Geração e Transporte de Energia Elétrica, Argentina, 2005*.
- [75] LISBOA, M. L., SABOIA, C. H., MARZANO, L. G., et al. “Aprimoramentos Metodológicos Para o Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo com a Maior Participação de Fontes Renováveis Intermitentes”, *ERIAC, 2019*.
- [76] SABOIA, C. H. M., LUCENA, A. “A Column Generation Approach For Solving Very Large Scale Instances Of The Brazilian Long Term Power Expansion Planning Model”. In: *XVII PSCC (Power Systems Computation Conference), Stockholm, Sweden, 2011*.
- [77] MARZANO, L. G. B., MACEIRA, M. E. P., LISBOA, M. L. V., et al. “Obtaining Mid-Term Generation Expansion Plan of Hydro Dominated System by Combining Short and Long-Term Energy Expansion Planning Tools”, *Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm, Sweden, 2011*.
- [78] CEPEL. *Manual de Metodologia do Modelo MELP*. Relatório técnico, CEP-ELDEA, 2010.
- [79] LISBOA, M. L., MARZANO, L. G. B., SABÓIA, C. H. M., et al. “A mixed-integer programming model for long term generation expansion planning of the Brazilian system”. In: *16th Power System Computation Conference, 2008*.
- [80] SABÓIA, C. H. M., LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G. B., et al. “Modelo de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Restrições Ambientais”, *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, XII SEPOPE., 2012*.
- [81] GINAID, A., MARZANO, L. G. B., SABÓIA, C. H. M. “Incorporação de critérios socioambientais na formulação do problema de planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica”, *XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2017, Blumenau, 2017*.
- [82] LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G. B., SABOIA, C. H. M., et al. “Representação do Sistema de Gás Natural no Modelo Computacional MELP”,

XI SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Anais do XI SEPOPE, Belém, 2009.

- [83] BARNHART, C., JOHNSON, E. L., NEMHAUSER, G. L., et al. “Branch-and-price: Column generation for solving huge integer programs”, *Operations research*, v. 46, n. 3, pp. 316–329, 1998.
- [84] MACEIRA, M. P., COSTA, A., MARCATO, A. “Programação dinâmica dual estocástica aplicada ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos com representação do processo estocástico de afluições por modelos autoregressivos periódicos”, *Relatório Técnico CEPEL*, v. 237, pp. 93, 1993.
- [85] CEPEL. “NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo”. 2020. Disponível em: <http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo-1.htm>.
- [86] MACEIRAL, M., PENNA, D., DINIZ, A., et al. “Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil-main features and improvements on the NEWAVE model”. In: *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1–7. IEEE, 2018.
- [87] MACEIRA, M. E., BEZERRA, C. “Stochastic streamflow model for hydroelectric systems”, 1997.
- [88] DINIZ, A., TCHEOU, M., MACEIRA, M. “A direct approach to the consideration of the CVaR problem hydrothermal operation planning”, *XII SEPOPE*, 2012.
- [89] MME/EPE/CEPEL. *Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs*. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética / Centro de Pesquisa de energia Elétrica, 2016.
- [90] ONS. *Plano da Operação Energética 2016/2020 - PEN 2016*. Sumário Executivo ONS RE-3-0101/2016, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rua Júlio do Carmo, 251 - Cidade Nova, Rio de Janeiro, RJ, 2016.
- [91] CEPEL. *Manual de Referência do Modelo SUISHI*. Manual v. 12, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Janeiro, 2017.

- [92] MACEIRA, M. E. P., BATISTA, F. R. S., CERQUEIRA, L. F. E., et al. “A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems”, *Proceedings of the 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland*, 2018.
- [93] MARZANO, L. G. B., BATISTA, F. R. S., MACEIRA, M. E. P., et al. “Avaliação da Capacidade de Atendimento à Ponta do Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas”, *XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília*, 2013.
- [94] ROSA, G. A. “Aplicação de algoritmos genéticos para a definição das faixas de operativas no modelo SUISHI”, 2013.
- [95] CEPTEL. *Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Manual de Metodologia do Modelo DESSEM*. Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, Abril, 2019.
- [96] DOS SANTOS, T. N., DINIZ, A. L. “A dynamic piecewise linear model for DC transmission losses in optimal scheduling problems”, *IEEE Transactions on Power systems*, v. 26, n. 2, pp. 508–519, 2010.
- [97] DINIZ, A., SOUZA, L. D., MACEIRA, M., et al. “Estratégia de representação DC da rede elétrica no modelo de despacho da operação energética–DESSEM”. In: *Proceedings of the VIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning–SEPOPE, Brasilia, Brazil*, 2002.
- [98] DINIZ, A. L., SOUZA, T. M. “Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 5, pp. 2427–2435, 2014.
- [99] DINIZ, A. L., MACEIRA, M. E. P. “A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects”, *IEEE transactions on power systems*, v. 23, n. 3, pp. 1298–1308, 2008.
- [100] SANTOS, T. N., DINIZ, A. L., SABOIA, C. H. M., et al. “Hourly Pricing and Day-ahead Dispatch Setting in Brazil: The DESSEM Model”. In: *XXI PSCC (Power Systems Computation Conference), Porto, Portugal*, Jun. 2020.

- [101] SABOIA, C. H. M., DINIZ, A. L. “A Local Branching Approach for Network-Constrained Thermal Unit Commitment Problem Under Uncertainty”. In: *XVIII PSCC (Power Systems Computation Conference), Gernoa, Italy*, Jun. 2016.
- [102] GAUR, A. S., DAS, P., JAIN, A., et al. “Long-term energy system planning considering short-term operational constraints”, *Energy Strategy Reviews*, v. 26, pp. 100383, 2019.
- [103] MME/EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia-PDE 2026*. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, 2017.
- [104] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico - Curva de Carga Horária”. 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>.
- [105] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico - Geração de Energia”. 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>.
- [106] MME/EPE. *Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo - 2017 (NT-EPE-DEE-RE-27/2017-r0)*. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, 2017.
- [107] ONS. “Operador Nacional do Sistema Elétrico - Decks de entrada e saída - Modelo DESSEM”. 2019. Disponível em: <sintegre.ons.org.br>.

Apêndice A

Cálculo dos fatores de UHE e UTE

Para cálculo dos fatores sazonais das usinas hidrelétricas e dos fatores de participação das usinas termelétricas, utilizam-se resultados de simulações do modelo NEWAVE, pois este é capaz de determinar a operação mensal do sistema hidrotérmico considerando a variabilidade e as incertezas hidrológicas de forma rigorosa.

Para estas simulações do modelo NEWAVE deve-se utilizar um caso com a configuração semelhante àquelas para cálculo de energia assegurada:

- Estático: demanda constante ao longo de todo horizonte de estudo;
- 10 anos de período pré de estudo, 5 anos de período de estudo e 5 anos de período pós de estudo;
- 2000 séries sintéticas de energias naturais afluentes;
- Sem restrições de capacidade de intercâmbio entre subsistemas.

São realizadas, então, sucessivas execuções do modelo NEWAVE alterando-se os valores de demanda até que o critério de convergência seja satisfeito.

A.1 Fatores sazonais de UHEs

De forma a não comprometer o desempenho computacional do modelo MELP, mas visando aprimorar a representação temporal do mesmo, a geração das UHEs é representada de maneira simplificada por perfis típicos sazonais de geração hidráulica.

O perfil de geração de uma usina hidráulica é definido como a distribuição relativa de sua geração média anual ao longo dos meses do ano. Este perfil consiste de fatores sazonais definidos pela relação entre a geração média mensal e anual.

Portanto, de posse dos resultados do processo de convergência das simulações do modelo NEWAVE, apresentado no início deste apêndice, calculam-se as médias mensais das 2000 séries sintéticas de geração hidráulica de cada subsistema, para

cada ano do horizonte de estudo. Estes valores são divididos pelas médias anuais da geração hidráulica, obtendo-se, assim, os fatores sazonais. A formulação do fator de sazonalidade é apresentada na equação A.1.

$$FSZ_i^t = \left(\frac{1}{2000 \times Nanos} \sum_{k=1}^{Nanos} \sum_{j=1}^{2000} GH_{i,j,k}^t \right) \times \frac{1}{GHa_i} \quad (A.1)$$

Onde,

t : cada período t do estudo;

$Nanos$: número total de anos do horizonte de estudo;

FSZ_i^t : fator sazonal do subsistema i no período t do estudo;

$GH_{i,j,k}^t$: geração hidráulica média do período t do estudo do i -ésimo subsistema, da série sintética j e ano k de estudo;

GHa_i : geração hidráulica média anual do subsistema i .

A.2 Fatores de participação de UTEs

Conforme apresentado na formulação matemática do modelo MELP (página 31), a geração das usinas térmicas é limitada por seus fatores de participação nos cenários de hidrologia crítica e média.

O fator de participação médio representa a probabilidade da usina térmica ser despachada na base. Enquanto que o fator de participação crítico representa a probabilidade de operação da usina em regime de base durante os períodos crítico.

Sendo que, período crítico é definido como o intervalo de tempo com estiagem prologada. Ele inicia no último período de enchimento completo dos reservatórios e termina no último período em que eles se achem totalmente deplecionados, sem que tenha sido possível eles se reabastecerem durante esse intervalo.

Portanto, de posse dos resultados do processo de convergência das simulações do modelo NEWAVE, apresentado no início deste apêndice, identificam-se os períodos críticos (seu início e fim) e calculam-se as médias aritméticas conforme apresentadas nas equações A.2 e A.3 para cálculo dos fatores de participação crítico e médio, respectivamente.

$$FP_i^{crit} = \frac{1}{Nc} \sum_{j=1}^{Nc} \frac{Ngmax_i^j}{Npc^j} \quad (A.2)$$

$$FP_i^{med} = \frac{1}{2000} \sum_{k=1}^{2000} \frac{Ngmax_i^k}{Nest} \quad (A.3)$$

Onde,

i : classe térmica i do parque gerador;

Nc : número total períodos críticos;

$Ngmax_i^j$: número total períodos em que a classe térmica i foi despachada no máximo ou de forma marginal no período crítico j ;

Npc^j : número total de meses do período crítico j ;

$Nest$: número total de meses do horizonte de estudo;

FP_i^{crit} : fator de participação crítico da classe térmica i .

FP_i^{med} : fator de participação médio da classe térmica i .

Apêndice B

Tabelas de Premissas

B.1 Dados de Usinas Hidrelétricas

As tabelas B.1 a B.5 apresentam todas as usinas hidrelétricas do estudo, usinas existentes no parque gerador desde o início do horizonte de estudo e usinas em expansão (usinas candidatas). A tabela apresenta o subsistema onde está localizada cada usina, assim como sua energia média e crítica.

Tabela B.1: Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.

Usina	Subs.	Tipo de Usina	Energia Crítica (MWmês)	Energia Média (MWmês)
14 De Julho	S	Existente	47.66	57.07
A. Vermelha	SE	Existente	717.56	835.07
A.A. Laydner	SE	Existente	41.66	59.24
A.S.Oliveira	SE	Existente	14.68	16.67
A.Souza Lima	SE	Existente	55.21	69.63
Agua Limpa	SE	Expansão	190.00	209.00
Aimores	SE	Existente	180.76	177.22
Apertados	S	Expansão	77.71	79.17
B. Coqueiros	SE	Existente	51.51	60.46
B. Esperanca	NE	Existente	126.80	142.09
B.Monte Comp	N	Expansão	146.98	150.05
Baguari	SE	Existente	83.73	80.55
Baixo Iguacu	S	Expansão	167.81	186.79
Balbina	MAN	Existente	131.55	121.80
Barra Bonita	SE	Existente	46.97	64.84
Barra Grande	S	Existente	341.94	350.05
Batalha	SE	Existente	30.49	30.05
Bau I	SE	Expansão	55.05	60.56
Belo Monte	BM	Expansão	5009.70	5222.65
Bem Querer	MAN	Expansão	363.37	321.39

Tabela B.2: Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.

Usina	Subs.	Tipo de Usina	Energia Crítica (MWmês)	Energia Média (MWmês)
Billings	SE	Existente	0.00	0.00
Cach Caldeir	MAN	Expansão	123.43	118.10
Cach Patos	TAP	Expansão	257.84	254.54
Cachoeira Dourada	SE	Existente	396.20	385.37
Caconde	SE	Existente	33.20	39.54
Cacu	SE	Existente	36.38	43.25
Camargos	SE	Existente	21.85	24.95
Campos Novos	S	Existente	384.44	427.09
Cana Brava	SE	Existente	247.69	273.08
Candongá	SE	Existente	66.36	67.68
Canoas I	SE	Existente	50.87	59.07
Canoas II	SE	Existente	41.57	48.74
Capim Branco 1	SE	Existente	156.33	152.17
Capim Branco 2	SE	Existente	132.92	128.82
Capivara	SE	Existente	309.84	391.28
Castanheira	TPI	Expansão	98.82	98.27
Castro Alves	S	Existente	62.96	69.68
Chavantes	SE	Existente	161.87	208.65
Coara Nunes	MAN	Existente	59.84	58.58
Colider	TPI	Expansão	187.53	187.01
Comissario	S	Expansão	71.67	73.41
Comp Paf-Mox	NE	Existente	1752.76	1753.32
Corumba I	SE	Existente	229.40	234.37
Corumba III	SE	Existente	48.45	51.77
Corumba IV	SE	Existente	66.47	69.78
Couto Magalhães	SE	Expansão	95.64	111.62
Curua-Una	N	Expansão	29.87	29.31
D. Francisca	S	Existente	77.10	80.81
Dardanelos	SE	Existente	130.61	145.62
Davinópolis	SE	Expansão	35.93	40.31
Emborcação	SE	Existente	514.27	487.54
Ercilândia	S	Expansão	52.16	52.88
Ernestina	S	Existente	0.00	0.00
Espora	SE	Existente	19.92	24.13
Estreito Grande	SE	Existente	497.22	529.86
Estreito Toc	N	Existente	605.90	640.12
Euclides da Cunha	SE	Existente	48.97	55.79
Ferreira Gom	MAN	Existente	143.52	137.43
Fontes	SE	Existente	56.37	67.93
Foz Chapeco	S	Existente	431.13	450.26
Foz Piquiri	S	Expansão	57.28	57.90

Tabela B.3: Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.

Usina	Subs.	Tipo de Usina	Energia Crítica (MWmês)	Energia Média (MWmês)
Foz Rio Claro	SE	Existente	39.36	45.14
Fundao	S	Existente	67.13	68.84
Funil Grande	SE	Existente	81.43	94.14
Funil Pb Sul	SE	Existente	99.24	112.30
Furnas	SE	Existente	583.93	631.36
G. B. Munhoz	S	Existente	607.64	710.62
G. P. Souza	S	Existente	107.17	126.19
Galileia	SE	Expansão	119.00	130.90
Garibaldi	S	Existente	78.49	89.50
Guapore	SE	Existente	42.21	42.51
Guarapiranga	SE	Existente	0.00	0.00
Guilman-Amor	SE	Existente	69.04	68.54
Henry Borden	SE	Existente	110.21	127.17
Ibitinga	SE	Existente	61.60	74.12
Igarapava	SE	Existente	134.62	138.27
Ilha Pombos	SE	Existente	86.86	97.07
Ilha Solteira	SE	Existente	1830.06	2165.63
Irape	SE	Existente	183.12	177.79
Ita	S	Existente	758.72	791.31
Itaipu	SE	Existente	7214.86	9149.18
Itaocara I	SE	Expansão	81.49	89.77
Itaparica	NE	Existente	775.43	765.58
Itapebi	NE	Existente	211.46	213.79
Itapiranga	S	Expansão	346.50	375.95
Itauba	S	Existente	174.94	196.90
Itiquira 1	SE	Existente	42.65	45.98
Itiquira 2	SE	Existente	69.07	74.19
Itumbiara	SE	Existente	936.74	992.71
Itutinga	SE	Existente	28.04	29.69
Jacui	S	Existente	112.58	120.40
Jaguara	SE	Existente	342.74	338.58
Jaguari	SE	Existente	13.85	15.16
Jardim Ouro	TAP	Expansão	94.63	95.86
Jatoba	TAP	Expansão	1281.61	1269.49
Jauru	SE	Existente	77.01	75.66
Jirau	AC	Expansão	2095.84	2261.51
Jordao	S	Existente	0.00	0.00
Jupia	SE	Existente	902.09	999.74
L. N. Garcez	SE	Existente	49.13	56.62
Lajeado	SE	Existente	504.13	560.52
Lajes	SE	Existente	0.00	0.00

Tabela B.4: Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.

Usina	Subs.	Tipo de Usina	Energia Crítica (MWmês)	Energia Média (MWmês)
Machadinho	S	Existente	562.23	595.78
Manso	SE	Existente	88.25	84.23
Maranhao Baia	SE	Expansão	52.86	71.36
Marimbondo	SE	Existente	648.46	795.16
Masc. Moraes	SE	Existente	290.02	299.22
Mascarenhas	SE	Existente	135.45	130.48
Maua	S	Existente	166.90	207.99
Mirador	SE	Expansão	47.21	56.07
Miranda	SE	Existente	201.05	199.86
Monjolinho	S	Existente	41.16	42.61
Monte Claro	S	Existente	56.20	66.29
N.Avanhandav	SE	Existente	120.61	156.15
Nilo Pecanha	SE	Existente	336.49	338.39
Nova Ponte	SE	Existente	275.98	281.37
Ourinhos	SE	Existente	23.57	28.27
P. Cavalo	NE	Existente	61.05	58.47
P. Colombia	SE	Existente	185.71	196.54
P. Estrela	SE	Existente	62.97	62.50
P. Passos	SE	Existente	45.79	47.40
P. Primavera	SE	Existente	883.26	1011.84
P.Galeano	SE	Expansão	48.77	56.25
Pai Quere	S	Expansão	145.05	159.56
Paraibuna/Pa	SE	Existente	45.76	49.45
Parana	SE	Expansão	42.20	47.56
Passo Fundo	S	Existente	108.26	109.19
Passo Real	S	Existente	67.84	76.75
Passo S Joao	S	Existente	37.03	42.08
Pedra Branca	NE	Expansão	160.00	176.00
Peixe Angica	SE	Existente	274.96	309.29
Picada	SE	Existente	31.29	33.36
Piraju	SE	Existente	37.12	46.74
Ponte Pedra	SE	Existente	135.42	136.20
Prainha	SE	Expansão	356.95	369.86
Promissao	SE	Existente	91.29	123.70
Quebra Queixo	S	Existente	58.05	68.44
Queimado	SE	Existente	64.91	62.89
Retiro Baixo	SE	Existente	33.52	37.75
Riacho Seco	NE	Expansão	138.00	151.80
Ribeiro Gonçalves	NE	Expansão	56.50	62.15
Rondon 2	AC	Existente	39.50	39.57
Rosal	SE	Existente	29.30	35.55

Tabela B.5: Energia Média e Crítica das Usinas Hidrelétricas.

Usina	Subs.	Tipo de Usina	Energia Crítica (MWmês)	Energia Média (MWmês)
Rosana	SE	Existente	172.52	214.24
S.Branca Par	SE	Existente	26.75	28.83
Sa Carvalho	SE	Existente	56.49	54.33
Salto	SE	Existente	67.27	77.87
Salto Caxias	S	Existente	610.94	680.23
Salto Grande	SE	Existente	78.54	77.19
Salto Osorio	S	Existente	505.36	570.31
Salto Pilao	S	Existente	115.52	130.32
Samuel	AC	Existente	89.44	88.87
Santa Branca	S	Expansão	33.67	40.06
Sao Jose	S	Existente	29.73	32.79
Sao Manoel	TPI	Expansão	427.50	426.76
Sao Miguel	SE	Expansão	31.80	33.83
Sao Roque	S	Expansão	74.61	83.33
Sao Salvador	SE	Existente	141.00	153.75
Sao Simao	SE	Existente	1196.75	1218.09
Segredo	S	Existente	580.78	639.55
Serra Facao	SE	Existente	105.14	101.48
Serra Mesa	SE	Existente	611.53	677.81
Simplicio	SE	Existente	210.46	223.60
Sinop	TPI	Expansão	200.63	201.28
Slr Divisa	SE	Expansão	100.80	110.88
SLT Verdinho	SE	Existente	58.94	67.05
SLT.Santiago	S	Existente	728.63	814.28
Sobradinho	NE	Existente	448.40	470.24
Sobragi	SE	Existente	38.01	40.70
Sta Clara Mg	SE	Existente	28.51	35.13
Sta Clara Pr	S	Existente	64.91	67.28
Sto Ant Jari	MAN	Existente	210.29	203.98
Sto Antonio	AC	Expansão	2329.87	2394.71
Sumauma	SE	Expansão	229.05	251.96
Tabajara	AC	Expansão	197.75	205.42
Taquarucu	SE	Existente	185.77	240.50
Telêmaco Borba	S	Expansão	64.21	76.23
Teles Pires	TPI	Expansão	1018.16	1012.89
Tres Marias	SE	Existente	223.32	242.76
Tucurui	N	Existente	4051.42	4659.11
Urucui	NE	Expansão	67.00	73.70
Volta Grande	SE	Existente	230.90	239.73
Xingo	NE	Existente	1821.24	1779.89

A tabela B.6 apresenta todas as usinas hidrelétricas candidatas do estudo, usinas que já existiam no *deck* original do PDE e usinas adicionadas. A tabela apresenta o subsistema onde está localizada cada usina, assim como sua potência nominal e custo de investimento.

Tabela B.6: Dados das Usinas Hidrelétricas Candidatas.

Usina	Subs.	Fonte de Dados	Tipo de Expansão	Cap. Nominal (MW)	Custo Invest. (10 ⁶ \$)
Telêmaco Borba	S	Original	Obrigatória	118.0	1131.60
Itapiranga	S	Original	Obrigatória	724.6	6949.10
Tabajara	AC	Original	Obrigatória	350.0	3163.00
Bem Querere	MAN	Original	Obrigatória	708.5	6065.10
Castanheira	TPI	Original	Obrigatória	140.1	1180.50
Apertados	S	Original	Obrigatória	139.0	1333.00
Ercilândia	S	Original	Obrigatória	87.0	834.30
Foz Piquiri	S	Original	Obrigatória	93.2	893.80
Porto Galeano	SE	Original	Obrigatória	81.0	928.00
São Miguel	SE	Original	Opicional	57.7	661.10
Mirador	SE	Original	Opicional	80.0	633.10
São Roque	S	Original	Opicional	141.9	1360.90
Couto Magalhães	SE	Original	Opicional	150.0	1187.10
Davianópolis	SE	Original	Opicional	74.1	849.00
Jatoba	TAP	Original	Opicional	175.2	700.50
Cachoeira Patos	TAP	Original	Opicional	528.0	2111.00
Maranhão Baia	SE	Original	Opicional	125.0	989.20
Comissario	S	Original	Opicional	140.0	1342.60
Paraná	SE	Original	Opicional	90.0	712.20
Praina	SE	Original	Opicional	796.4	6302.50
Curua-Uma	N	Original	Opicional	12.5	105.30
Pai Quere	S	Adicionada	Opicional	290.1	2782.10
Bau I	SE	Adicionada	Opicional	110.1	871.30
Riacho Seco	NE	Adicionada	Opicional	276.0	2184.20
Pedra Branca	NE	Adicionada	Opicional	320.0	2532.40
Ribeiro Gonçalves	NE	Adicionada	Opicional	113.0	894.30
Urucui	NE	Adicionada	Opicional	134.0	1060.40
Água Limpa	SE	Adicionada	Opicional	380.0	3007.20
Sumauma	SE	Adicionada	Opicional	458.1	3625.30
SLT Divisa	SE	Adicionada	Opicional	201.6	1595.40
Galileia	SE	Adicionada	Opicional	238.0	1883.50

B.2 Dados de Usinas Termelétricas

A tabela B.7 apresenta todas as usinas termelétricas candidatas do estudo, usinas que já existiam no *deck* original do PDE e usinas adicionadas. A tabela apresenta o tipo de combustível de cada usina, assim como sua potência nominal e custo de investimento.

Tabela B.7: Dados de Investimento das Usinas Termelétricas Candidatas.

Quant.	Usina	Tipo Combustível	Fonte de Dados	Cap. Nominal (MW)	Custo Invest. (10 ⁶ \$)
1	Angra 3	Nuclear	Original	1405.0	22893.07
1	Campo Grande	Biomassa	Original	150.0	600.00
1	Predilecta	Biomassa	Original	5.0	20.00
10	GAS CC_SE	Gás	Adicionada	500.0	1629.50
10	GAS CC_S	Gás	Adicionada	500.0	1629.50
5	GAS CC_NE	Gás	Adicionada	500.0	1629.50
5	GAS CC_N	Gás	Adicionada	500.0	1629.50
5	GAS CC-MN	Gás	Adicionada	500.0	1629.50
15	GAS CS_SE	Gás	Adicionada	350.0	798.35
15	GAS CS_S	Gás	Adicionada	350.0	798.35
5	GAS CS_NE	Gás	Adicionada	350.0	798.35
5	GAS CS-MN	Gás	Adicionada	350.0	798.35
3	CARVIMP SE	Carvao	Adicionada	500.0	4500.00
3	CARVIMP NE	Carvao	Adicionada	500.0	4500.00
3	CARV CONVS	Carvao	Adicionada	500.0	4500.00
3	NUC_T1 NE	Nuclear	Adicionada	1000.0	16294.00
3	NUC_T1 SE	Nuclear	Adicionada	1000.0	16294.00

A tabela B.8 apresenta todas as usinas termelétricas candidatas do estudo, usinas que já existiam no *deck* original do PDE e usinas adicionadas. A tabela apresenta o subsistema onde está localizada cada usina, assim como seu fator de capacidade máximo e custo de operação.

Tabela B.8: Dados de Operação das Usinas Termelétricas Candidatas.

Quant.	Usina	Subs.	Fonte de Dados	Fator Cap. Máximo (%)	Custo Operação (\$/MWh)
1	Angra 3	SE	Original	100	25.58
1	Campo Grande	NE	Original	100	85.42
1	Predilecta	SE	Original	100	126.77
10	GAS CC_SE	SE	Adicionada	100	311.00
10	GAS CC_S	S	Adicionada	100	311.00
5	GAS CC_NE	NE	Adicionada	100	311.00
5	GAS CC_N	N	Adicionada	100	311.00
5	GAS CC-MN	MAN	Adicionada	100	311.00
15	GAS CS_SE	SE	Adicionada	100	250.00
15	GAS CS_S	S	Adicionada	100	250.00
5	GAS CS_NE	NE	Adicionada	100	250.00
5	GAS CS-MN	MAN	Adicionada	100	250.00
3	CARVIMP SE	SE	Adicionada	88	100.00
3	CARVIMP NE	NE	Adicionada	88	100.00
3	CARV CONVS	S	Adicionada	88	100.00
3	NUC_T1 NE	NE	Adicionada	90	25.00
3	NUC_T1 SE	SE	Adicionada	90	25.00

B.3 Dados de Usinas não Controláveis

Todas as tabelas desta seção se referem a usinas candidatas a expansão no estudo de planejamento. As tabelas B.9 e B.10 apresentam os dados de investimento e de operação, respectivamente, das usinas que foram derivadas da geração fixa, informada no *deck* original do PDE, de usinas não despachadas centralizadamente. As tabelas B.11 e B.12 apresentam os dados de investimento e de operação, respectivamente, das usinas que foram adicionadas ao estudo.

A tabela B.9 apresenta a quantidade que existe da mesma usina, o tipo de fonte, a capacidade nominal e custo de investimento de cada usina.

Tabela B.9: Dados de Investimento das Usinas não Despachadas Centralizadamente.

Quant.	Usina	Tipo Fonte	Fonte de Dados	Cap. Nominal (MW)	Custo Invest. (10 ⁶ \$)
1	PQ1_PCH_21	PCH	Original	376.8	2826.27
1	PQ1_PCH_22	PCH	Original	370.6	2779.29
4	PQ1_PCH_23	PCH	Original	496.8	3725.68
1	PQ1_PCH_27	PCH	Original	512.7	3845.06
1	PQ1_PCH_28	PCH	Original	575.5	4315.99
2	PQ1_PCH_29	PCH	Original	345.1	2588.08
1	PQ1_PCH_30	PCH	Original	275.7	2067.92
1	PQ1_PCT_21	PCT	Original	765.1	3060.22
1	PQ1_PCT_22	PCT	Original	784.6	3138.24
2	PQ1_PCT_23	PCT	Original	992.4	3969.51
1	PQ1_PCT_25	PCT	Original	994.9	3979.56
1	PQ1_PCT_26	PCT	Original	989.7	3958.67
1	PQ1_PCT_27	PCT	Original	1033.0	4133.26
1	PQ1_PCT_28	PCT	Original	1024.0	4094.73
1	PQ1_PCT_29	PCT	Original	744.2	2976.97
1	PQ1_PCT_30	PCT	Original	621.4	2485.55
1	PQ1_PCT_31	PCT	Original	744.5	2977.86
1	PQ1_SOL_21	Solar	Original	117.6	498.14
1	PQ1_SOL_22	Solar	Original	116.7	494.48
3	PQ1_SOL_23	Solar	Original	154.1	652.88
1	PQ1_SOL_26	Solar	Original	153.6	650.47
1	PQ1_SOL_27	Solar	Original	158.3	670.46
1	PQ1_SOL_28	Solar	Original	173.2	733.49
1	PQ1_SOL_29	Solar	Original	109.3	463.07
1	PQ1_SOL_30	Solar	Original	88.4	374.42
1	PQ1_SOL_31	Solar	Original	109.3	463.13
10	PQ3_SOL_21	Solar	Original	332.1	1406.92
1	PQ3_SOL_30	Solar	Original	369.1	1563.45
10	PQ3_EOL_21	Eólica	Original	1233.0	6532.35
1	PQ3_EOL_30	Eólica	Original	1364.0	7228.62
10	PQ3_PCT_21	PCT	Original	38.5	154.12
1	PQ3_PCT_30	PCT	Original	42.8	171.33
10	PQ3_PCH_21	PCH	Original	15.2	113.90
1	PQ3_PCH_30	PCH	Original	16.9	126.49
11	PQ2_EOL_21	Eólica	Original	151.0	800.17
11	PQ2_PCT_21	PCT	Original	45.5	181.83
1	PQ2_PCH_21	PCH	Original	139.1	1043.23
10	PQ2_PCH_22	PCH	Original	134.7	1010.20

A tabela B.10 apresenta o subsistema ao qual cada usina pertence, o seu fator de capacidade máximo e custo de operação.

Tabela B.10: Dados de Operação das Usinas não Despachadas Centralizadamente.

Quant.	Usina	Subs.	Fonte de Dados	Fator Cap. Máximo (%)	Custo Operação (\$/MWh)
1	PQ1_PCH_21	SE	Original	45	0.00
1	PQ1_PCH_22	SE	Original	45	0.00
4	PQ1_PCH_23	SE	Original	45	0.00
1	PQ1_PCH_27	SE	Original	45	0.00
1	PQ1_PCH_28	SE	Original	45	0.00
2	PQ1_PCH_29	SE	Original	45	0.00
1	PQ1_PCH_30	SE	Original	45	0.00
1	PQ1_PCT_21	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_22	SE	Original	30	80.00
2	PQ1_PCT_23	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_25	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_26	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_27	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_28	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_29	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_30	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_PCT_31	SE	Original	30	80.00
1	PQ1_SOL_21	SE	Original	25	0.00
1	PQ1_SOL_22	SE	Original	25	0.00
3	PQ1_SOL_23	SE	Original	25	0.00
1	PQ1_SOL_26	SE	Original	25	0.00
1	PQ1_SOL_27	SE	Original	25	0.00
1	PQ1_SOL_28	SE	Original	25	0.00
1	PQ1_SOL_29	SE	Original	25	0.00
1	PQ1_SOL_30	SE	Original	25	0.00
1	PQ1_SOL_31	SE	Original	25	0.00
10	PQ3_SOL_21	NE	Original	25	0.00
1	PQ3_SOL_30	NE	Original	25	0.00
10	PQ3_EOL_21	NE	Original	47	0.00
1	PQ3_EOL_30	NE	Original	47	0.00
10	PQ3_PCT_21	NE	Original	30	80.00
1	PQ3_PCT_30	NE	Original	30	80.00
10	PQ3_PCH_21	NE	Original	45	0.00
1	PQ3_PCH_30	NE	Original	45	0.00
11	PQ2_EOL_21	S	Original	39	0.00
11	PQ2_PCT_21	S	Original	30	80.00
1	PQ2_PCH_21	S	Original	54	0.00
10	PQ2_PCH_22	S	Original	54	0.00

A tabela B.11 apresenta a quantidade que existe da mesma usina, o tipo de fonte, a capacidade nominal e custo de investimento de cada usina.

Tabela B.11: Dados de Investimento das Usinas não Despachadas Centralizadamente.

Quant.	Usina	Tipo Fonte	Fonte de Dados	Cap. Nominal (MW)	Custo Invest. (10 ⁶ \$)
10	BAG_SE	PCT	Adicionada	500.0	2000.00
1	BAG_S	PCT	Adicionada	500.0	2000.00
1	BAG_NE	PCT	Adicionada	500.0	2000.00
10	EOL S	Eólica	Adicionada	200.0	1060.00
10	EOL BA	Eólica	Adicionada	600.0	3180.00
10	EOL CE	Eólica	Adicionada	600.0	3180.00
10	EOL MA	Eólica	Adicionada	600.0	3180.00
10	EOL PE	Eólica	Adicionada	600.0	3180.00
10	EOL PI	Eólica	Adicionada	600.0	3180.00
10	EOL RN	Eólica	Adicionada	600.0	3180.00
10	SOL SE	Solar	Adicionada	500.0	2118.00
10	SOL NE	Solar	Adicionada	500.0	2118.00

A tabela B.12 apresenta o subsistema ao qual cada usina pertence, o seu fator de capacidade máximo e custo de operação.

Tabela B.12: Dados de Operação das Usinas não Despachadas Centralizadamente.

Quant.	Usina	Subs.	Fonte de Dados	Fator Cap. Máximo (%)	Custo Operação (\$\$/MWh\$)
10	BAG_SE	SE	Adicionada	30	80.00
1	BAG_S	S	Adicionada	30	80.00
1	BAG_NE	NE	Adicionada	30	80.00
10	EOL S	S	Adicionada	39	0.00
10	EOL BA	NE	Adicionada	47	0.00
10	EOL CE	NE	Adicionada	47	0.00
10	EOL MA	NE	Adicionada	47	0.00
10	EOL PE	NE	Adicionada	47	0.00
10	EOL PI	NE	Adicionada	47	0.00
10	EOL RN	NE	Adicionada	47	0.00
10	SOL SE	SE	Adicionada	25	0.00
10	SOL NE	NE	Adicionada	25	0.00