

UM SISTEMA DE APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO PARA O  
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE LONGO PRAZO  
CONSIDERANDO EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Thatiana Conceição Justino

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Sistemas e Computação, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia de Sistemas e Computação.

Orientador(es): Nelson Maculan Filho

Albert Cordeiro Geber de Melo

Rio de Janeiro

Março de 2020

UM SISTEMA DE APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO PARA O  
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE LONGO PRAZO  
CONSIDERANDO EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Thatiana Conceição Justino

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

Orientadores: Nelson Maculan Filho

Albert Cordeiro Geber de Melo

Aprovada por: Prof. Nelson Maculan Filho

Prof. Albert Cordeiro Geber de Melo

Prof<sup>a</sup>. Maria Elvira Piñeiro Maceira

Prof. Adiel Teixeira de Almeida

Prof. Luiz Satoru Ochi

Prof. Philippe Yves Paul Michelin

Prof<sup>a</sup>. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2020

Justino, Thatiana Conceição

Um Sistema de Apoio à Decisão Multicritério para o Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo Considerando Emissões de Gases de Efeito Estufa / Thatiana Conceição Justino. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XIV, 179 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Nelson Maculan Filho

Albert Cordeiro Geber de Melo

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 156-167.

1. Planejamento da expansão. 2. Mudanças climáticas. 3. Emissão de gases de efeito estufa. 4. Métodos multicritério. I. Maculan Filho, Nelson *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. III. Título.

*A Deus toda honra, toda glória e todo louvor.*

*“Porque Dele e por Ele, e para Ele, são todas as coisas; glória, pois, a Ele eternamente. Amém.”*

*Romanos 11:36*

# Agradecimentos

A Deus que tem me ajudado, guardado e me dado condições para que eu busque a realização dos meus objetivos.

À minha querida mãe Irene por todo carinho e apoio, por me incentivar e sempre torcer por mim. Pela sua grande compreensão, principalmente, nos momentos de trabalho intenso.

Ao meu orientador Nelson Maculan por me receber na COPPE Sistemas, por acreditar neste trabalho, e por sempre estar preocupado e atento aos detalhes.

Ao meu orientador Albert Melo pelo grande apoio e incentivo, por nossas incansáveis e esclarecedoras conversas, por me fazer rir mesmo quando eu não queria, pela sua imensa e inestimável ajuda, e por sempre estar disposto a dividir um pouco do seu conhecimento comigo.

Ao CEPEL que, na figura do chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA), Maria Elvira Maceira (até 2017) / André Luiz Diniz (a partir de 2017), dispôs de recursos para a realização deste trabalho.

À colega Maria Elvira Maceira por todo incentivo, apoio, paciência, e por acreditar no meu trabalho.

Aos colegas Carlos Henrique Sabóia, Cristiane Cruz e José Francisco Pessanha pela grande ajuda. Cris, obrigada pela paciência quando você precisou acumular tarefas. Zé, obrigada por todo incentivo e pelas ideias criativas. E ao colega Igor Raupp pela troca de conhecimento sobre multicritério.

Aos colegas do DEA/CEPEL pela amizade e pelos momentos de descontração.

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

UM SISTEMA DE APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO PARA O  
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE LONGO PRAZO  
CONSIDERANDO EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Thatiana Conceição Justino

Março/2020

Orientadores: Nelson Maculan Filho

Albert Cordeiro Geber de Melo

Programa: Engenharia de Sistemas e Computação

Há uma preocupação crescente com o aquecimento global e com o aumento dos níveis de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nos sistemas climáticos. Como os benefícios de ações de mitigação das emissões de GEE estão ligados a estratégias de longo prazo, como o planejamento da expansão, faz-se necessário que as metodologias e os modelos para o planejamento da expansão da geração de longo prazo (PEGLP) se tornem facilitadores das ações para a mitigação das mudanças climáticas. Este trabalho apresenta uma metodologia geral para o PEGLP que representa de forma explícita as emissões de GEE na tomada de decisão, baseada em métodos de apoio à decisão multicritério e que emprega ainda técnicas de análise de envoltória de dados e de agrupamento estatístico. A abordagem é flexível, pode ser aplicada a qualquer tipo de sistema elétrico ou circunstância do país, e permite que a formulação de alternativas de planos de expansão e a avaliação de seus desempenhos possam ser realizadas através da utilização integrada de modelos para o planejamento da expansão e da operação. A metodologia proposta foi aplicada a uma configuração real do sistema interligado brasileiro, de grande porte. Os resultados evidenciaram sua capacidade de auxiliar o PEGLP considerando emissões de GEE e sua relevância para a política energética.

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

A MULTI-CRITERIA DECISION AIDING SYSTEM TO THE LONG TERM  
GENERATION EXPANSION PLANNING CONSIDERING GREENHOUSE GAS  
EMISSIONS

Thatiana Conceição Justino

March/2020

Advisors: Nelson Maculan Filho

Albert Cordeiro Geber de Melo

Department: Systems Engineering and Computer Science

There is a growing concern about global warming - or climate change, and the impacts of rising greenhouse gas (GHG) emissions levels in climate systems. As the benefits of GHG emissions mitigation actions are closely related to long-term strategies, like expansion planning, it is necessary that the methodologies and models for the Long-Term Generation Expansion Planning (LTGEP) become enablers of actions to mitigate climate change. This work presents a general methodology for the LTGEP that explicitly represents GHG emissions in decision making. This methodology is based on multi-criteria decision methods, also employing data envelopment analysis and statistical clustering techniques. Besides being general, the approach is flexible, can be applied to any type of electrical system or circumstance in the country, and allows that the formulation of expansion plan alternatives and the evaluation of their performance can be accomplished through the integrated use of specialized expansion and operation planning models. The proposed approach was applied to a real configuration of the large scale Brazilian interconnected power system. The results pointed to its ability to support the long-term generation expansion planning considering greenhouse gas emissions and its relevance in terms of energy policy.

# Índice

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>XI</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>XIII</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	1
1.2 OBJETIVOS DA TESE .....	8
1.3 ESTRUTURA DA TESE.....	11
<b>2 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....</b>	<b>13</b>
2.1 INTRODUÇÃO .....	13
2.2 PRINCIPAIS MODELOS COMPUTACIONAIS DESENVOLVIDOS NO BRASIL PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO.....	15
2.2.1 <i>Planejamento de Médio e Longo Prazos.....</i>	<i>15</i>
2.2.2 <i>Planejamento de Curto Prazo .....</i>	<i>18</i>
2.2.3 <i>Cadeia de Metodologias e Programas Computacionais para o Planejamento da Expansão e Operação do SIN.....</i>	<i>21</i>
2.3 MODELO DA EXPANSÃO DE LONGO PRAZO – MELP .....	23
2.3.1 <i>Formulação Matemática.....</i>	<i>25</i>
2.3.2 <i>Método de Resolução do Problema .....</i>	<i>33</i>
2.4 MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE LONGO E MÉDIO PRAZOS - NEWAVE.....	34
2.4.1 <i>Formulação Matemática.....</i>	<i>36</i>
2.4.2 <i>Estratégia de Solução do Problema.....</i>	<i>41</i>
<b>3 ANÁLISE DE DECISÃO COM MÚLTIPLOS CRITÉRIOS.....</b>	<b>44</b>
3.1 INTRODUÇÃO .....	44
3.2 CONCEITOS BÁSICOS DE APOIO À DECISÃO MULTICRITÉRIO .....	45
3.3 ESTRUTURA DE PREFERÊNCIAS .....	47
3.4 PROCEDIMENTOS DE AGREGAÇÃO.....	48
3.5 MODELAGEM DO PROBLEMA DE DECISÃO MULTICRITÉRIO .....	50
3.5.1 <i>Um Procedimento para a Construção de um Modelo de Decisão Multicritério (DE ALMEIDA, 2013) .....</i>	<i>51</i>
<b>4 METODOLOGIA PROPOSTA PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE LONGO PRAZO CONSIDERANDO EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA BASEADA EM MÉTODOS ADMC.....</b>	<b>55</b>
4.1 INTRODUÇÃO .....	55
4.2 DESCRIÇÃO GERAL DA ABORDAGEM MULTICRITÉRIO PROPOSTA .....	56
4.3 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE PLANOS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	60
4.4 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS .....	62

4.4.1	<i>Consideração das Emissões de Gases de Efeito Estufa no Problema de Planejamento da Operação</i> .....	63
4.5	PRÉ-SELEÇÃO DAS ALTERNATIVAS PARA A ETAPA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO .....	67
4.5.1	<i>Análise Envoltória de Dados – DEA</i> .....	67
4.5.1.1	Rendimentos Constantes de Escala - CRS .....	68
4.5.1.2	Rendimentos Variáveis de Escala - VRS .....	69
4.5.1.3	Rendimentos Não Decrescentes de Escala - NDRS.....	69
4.5.1.4	Fronteiras de eficiência segundo os modelos CRS, VRS e NDRS .....	70
4.5.2	<i>Aplicação de Modelos DEA na Pré-seleção das Alternativas</i> .....	70
4.6	ANÁLISE MULTICRITÉRIO .....	71
4.6.1	<i>Método AHP (SAATY, 1977, 2005 e 2008, SAATY, 1987)</i> .....	73
4.6.2	<i>Método VIP Analysis (DIAS e CLIMACO, 2000, CLIMACO e DIAS, 2006)</i> .....	77
4.6.3	<i>Método FITradeoff (DE ALMEIDA et al. 2016, FREJ et al., 2019, FREJ, 2019)</i> .....	78
4.7	AGRUPAMENTO DAS ALTERNATIVAS EM RELAÇÃO AOS SEUS DESEMPENHOS GLOBAIS USANDO TÉCNICAS ESTATÍSTICAS .....	82
4.7.1	<i>Método WARD para Análise de Agrupamento (JOHNSON e WICHERN, 1998)</i> .....	82
4.7.2	<i>Definição do Número Adequado de Agrupamentos (MELO et al., 2018b)</i> .....	86
4.7.2.1	Dendrograma.....	86
4.7.2.2	Inércia.....	87
4.8	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA METODOLOGIA PROPOSTA .....	89
<b>5</b>	<b>APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA AO SISTEMA DE GERAÇÃO BRASILEIRO</b> .....	<b>90</b>
5.1	INTRODUÇÃO .....	90
5.2	CARACTERIZAÇÃO DO CASO DE ESTUDO .....	92
5.3	FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE PLANOS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	94
5.4	AValiação DO DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS DE PLANOS DE EXPANSÃO .....	98
5.5	PRÉ-SELEÇÃO DAS ALTERNATIVAS PARA A ETAPA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO .....	99
5.6	ANÁLISE MULTICRITÉRIO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	102
5.6.1	<i>Análise Multicritério com o Método AHP</i> .....	103
5.6.1.1	Análise considerando Intensidade de Preferência Moderada .....	105
5.6.1.2	Análise considerando Intensidade de Preferência Forte.....	108
5.6.1.3	Agrupamento das Alternativas – Método AHP considerando Intensidade de Preferência Forte.....	110
5.6.2	<i>Análise Multicritério com o Método VIP Analysis</i> .....	118
5.6.3	<i>Análise Multicritério com o Método FITradeoff</i> .....	131
5.6.4	<i>Comparação dos Resultados entre os Métodos Multicritério</i> .....	141
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>148</b>
6.1	PRINCIPAIS CONSTATAÇÕES.....	151
6.2	TRABALHOS FUTUROS .....	154

<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>156</b>
<b>APÊNDICE A – DADOS DOS PROJETOS DE USINAS E INTERLIGAÇÕES.....</b>	<b>168</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1: Mudanças observadas na temperatura da superfície do planeta no período 1901-2012 (IPCC, 2012). .....	1
Figura 1.2: Anomalia da temperatura média global observada nas superfícies da terra e do oceano de forma combinada no período 1850-2012 (IPCC, 2012). .....	2
Figura 1.3: Emissões antropogênicas globais de GEE relacionadas ao setor energético – por tipo de GEE e participação nas emissões totais (IEA, 2016). .....	5
Figura 2.1: Cadeia de Modelos de Otimização do CEPEL para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro. ....	23
Figura 3.1: Procedimento para resolução de um problema de decisão. Fonte: DE ALMEIDA (2013). .....	52
Figura 4.1: Diagrama esquemático do processo de formulação e avaliação das alternativas. ....	57
Figura 4.2: (a) Diagrama esquemático do processo de formulação e avaliação das alternativas; (b) abordagem proposta para o planejamento de longo prazo da expansão da geração. ....	59
Figura 4.3: Estatísticas dos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida, por tecnologia. ....	65
Figura 4.4: Formas da fronteira de eficiência segundo diferentes regimes de rendimentos de escala. ....	70
Figura 4.5: Alternativas hipotéticas comparadas pelo decisor no processo de elicitação. ....	79
Figura 4.6: Matriz de distância. ....	83
Figura 4.7: Critérios adotados pelos métodos de encadeamento para calcular distâncias entre clusters. ....	85
Figura 4.8: Dendrograma. ....	87
Figura 4.9: Núcleo básico da metodologia proposta. ....	89
Figura 5.1: Configuração do Sistema Interligado Nacional. Fonte: MME e EPE (2015). ....	92
Figura 5.2: Composição da matriz elétrica do SIN existente em 2015. ....	93
Figura 5.3: Mercado de energia médio anual para o período de planejamento. ....	93
Figura 5.4: Composição da matriz elétrica das alternativas. ....	98

Figura 5.5: Função de valor parcial para os critérios: (a) Custo total de expansão; (b) Risco de déficit de energia do SE; e (c) Emissões de GEE.....	101
Figura 5.6: Função de valor parcial para os critérios após a aplicação do DEA: (a) Custo total de expansão; (b) Risco de déficit de energia do SE; e (c) Emissões de GEE. ....	102
Figura 5.7:Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DN. ....	112
Figura 5.8: Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DN. ....	112
Figura 5.9: Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DC. ....	113
Figura 5.10:Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DC. ....	114
Figura 5.11: Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DR. ....	115
Figura 5.12: Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DR. ....	116
Figura 5.13: Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DE.....	117
Figura 5.14: Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DE.....	118
Figura 5.15: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DN.....	122
Figura 5.16: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DC. ....	123
Figura 5.17: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DR. ....	126
Figura 5.18: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DE. ....	129
Figura 5.19: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DN....	133
Figura 5.20: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DC. ....	135
Figura 5.21: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DR. ....	137
Figura 5.22: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DE. ....	140

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Taxas de emissões de GEE por tecnologia via LCA (g CO <sub>2</sub> eq/kWh) – Mediana.....	65
Tabela 4.2: Modelos DEA/CRS orientados ao insumo.....	69
Tabela 4.3: Escala fundamental de valores absolutos de Saaty.....	73
Tabela 4.4: Índice aleatório.....	76
Tabela 5.1: Resultados da avaliação do desempenho das alternativas de plano de expansão.....	98
Tabela 5.2: Resultados da análise de envoltória de dados CRS.....	100
Tabela 5.3: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DN.....	103
Tabela 5.4: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DN.....	104
Tabela 5.5: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DC com intensidade moderada.....	105
Tabela 5.6: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DC com preferência moderada.....	106
Tabela 5.7: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DR com intensidade moderada.....	106
Tabela 5.8: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DR com preferência moderada.....	106
Tabela 5.9: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DE com intensidade moderada.....	107
Tabela 5.10: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DE com preferência moderada.....	107
Tabela 5.11: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DC com preferência forte.....	109
Tabela 5.12: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DR com preferência forte.....	109
Tabela 5.13: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DE com preferência forte.....	110
Tabela 5.14: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisor DN.....	120

Tabela 5.15: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DN.....	121
Tabela 5.16: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisor DC. ....	123
Tabela 5.17: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DC. ....	125
Tabela 5.18: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisor DR. ....	126
Tabela 5.19: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DR. ....	128
Tabela 5.20: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisor DE. ....	129
Tabela 5.21: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DE. ....	130
Tabela 5.22: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o Decisor DN. .	132
Tabela 5.23: Resumo da aplicação do FITradeoff para o Decisor DC. ....	134
Tabela 5.24: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o Decisor DC. .	134
Tabela 5.25: Resumo da aplicação do FITradeoff para o Decisor DR. ....	136
Tabela 5.26: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o DR. ....	136
Tabela 5.27: Resumo da aplicação do FITradeoff para o Decisor DE. ....	139
Tabela 5.28: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o Decisor DE. .	139
Tabela 5.29: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DN.....	144
Tabela 5.30: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DC.....	145
Tabela 5.31: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DR.....	146
Tabela 5.32: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DE.....	147

# 1 Introdução

## 1.1 Considerações Gerais

Dados publicados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel On Climate Change - IPCC*) (IPCC, 2012) revelam que foram observadas mudanças significativas na temperatura da superfície do planeta no último século, tendo sido superiores a 1,75°C em algumas regiões, conforme apresentado na Figura 1.1. Estes dados estão em consonância com os valores de anomalias da temperatura média global observada nas superfícies da Terra e do oceano, de forma combinada (vide Figura 1.2), onde também se verifica um crescimento vertiginoso no último século, tanto em escala anual quanto decadal.

Por esta razão, nos últimos anos, em todo o mundo, tem havido uma preocupação cada vez crescente com o aquecimento global - ou *mudanças climáticas*, e com os impactos do aumento dos níveis de emissões de gases de efeito estufa de origem antropogênica nos sistemas climáticos.

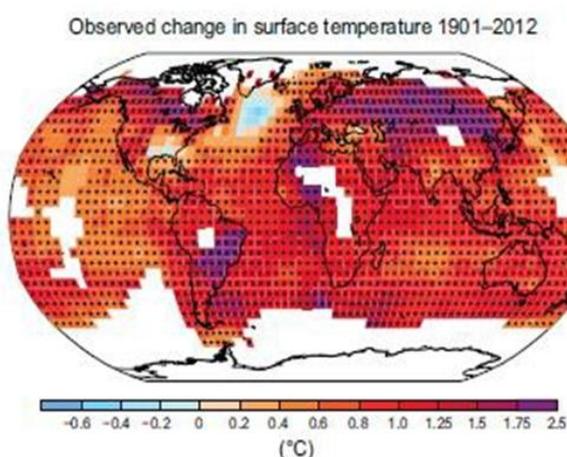


Figura 1.1: Mudanças observadas na temperatura da superfície do planeta no período 1901-2012 (IPCC, 2012).

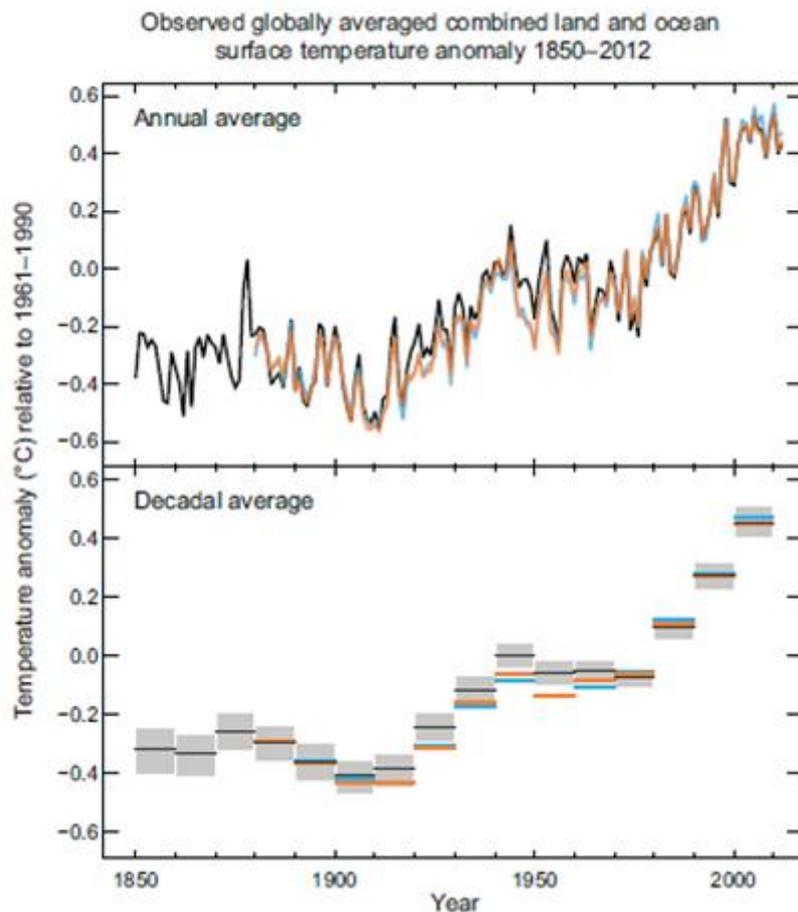


Figura 1.2: Anomalia da temperatura média global observada nas superfícies da terra e do oceano de forma combinada no período 1850-2012 (IPCC, 2012).

Mudanças climáticas referem-se a mudanças no estado do clima que podem ser identificadas (e.g., usando testes estatísticos) por mudanças na média e/ou variabilidade de suas propriedades, e isso persiste por um longo período, tipicamente décadas ou mais. As mudanças climáticas podem ser devidas a processos internos naturais ou a forças externas, como modulações dos ciclos solares, erupções vulcânicas e mudanças antropogênicas persistentes na composição da atmosfera ou no uso da terra.

Por sua vez, a Convenção - Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC*), define, em seu artigo 1º, mudanças climáticas como: "mudança de clima que é atribuída diretamente ou indiretamente à atividade humana, que altera a composição da atmosfera global e que é além da variabilidade climática natural observada em períodos de tempo comparáveis" (UNFCCC, 1992). Assim, a UNFCCC faz uma distinção entre as

mudanças climáticas atribuíveis às atividades humanas que alteram a composição atmosférica, e variabilidades climáticas atribuíveis a causas naturais, razão pela qual é adotada neste documento a definição da UNFCCC.

No Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel On Climate Change - IPCC*) (IPCC, 2014) são analisados os impactos e riscos relacionados à mudança do clima, e como os impactos podem ser reduzidos e gerenciados por meio de ações de *mitigação* e *adaptação*. Neste relatório, a mitigação é definida como a intervenção antropogênica para reduzir as fontes de emissões de gases de efeito estufa ou para aumentar os seus sumidouros, ao passo que a adaptação se refere ao processo de ajuste, em sistemas naturais ou humanos, em resposta a estímulos climáticos reais ou esperados (e.g., alterações nos regimes de precipitações, ocorrência mais frequente de eventos climáticos extremos, etc), ou seus efeitos, que pode reduzir os danos ou explorar oportunidades benéficas. Desta forma, a mitigação tem benefícios globais ao passo que a adaptação geralmente funciona na escala do sistema afetado, que é regional, na melhor das hipóteses, mas principalmente local. Chama-se a atenção que ações de adaptação estão fora do escopo desta tese.

Quando expressas na unidade CO<sub>2</sub>-equivalentes (CO<sub>2</sub>eq.), as reduções de emissões obtidas por diferentes ações de mitigação podem ser comparadas entre si e caso os custos de implementação das ações sejam conhecidos, suas relações custo-benefício podem ser determinadas e também comparadas. Já os benefícios da adaptação são mais difíceis de expressar em uma única métrica, dificultando comparações entre os esforços de adaptação, além de sua avaliação necessitar da consideração dos contextos sociais, econômicos e políticos em que ocorrem.

A firme preocupação com as mudanças climáticas culminou com o estabelecimento do Acordo de Paris sobre Mudança do Clima, em novembro de 2015, durante a 21<sup>a</sup> Conferência das Partes (COP 21) da UNFCCC. Nesta conferência, todos os 195 países participantes se uniram em torno do objetivo comum de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável e conter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, até o final deste século. Em decorrência, na COP 21 foi adotado um novo acordo com o objetivo central de fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e de

reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças.

Como parte do Acordo de Paris e no intuito de evidenciar as suas estratégias de mitigação às mudanças climáticas, cada um dos 195 países comunicou sua “pretendida” Contribuição Nacionalmente Determinada (*intended Nationally Determined Contribution* – iNDC), a serem posteriormente ratificadas pelos respectivos parlamentos.

Também fica evidenciado no Acordo de Paris o papel relevante da inovação tecnológica, das políticas públicas e do acesso aos meios financeiros, razão pela qual também foi lançada por 20 países na COP 21, entre os quais o Brasil, a iniciativa *Mission Innovation*. Nesta iniciativa, os países participantes tencionam dobrar, no período 2016-2020, os investimentos de Governo e/ou orientados pelo Estado em pesquisa, desenvolvimento e inovação em tecnologias em energia limpa (renováveis, biocombustíveis, nuclear, eficiência energética, sequestro e captura de carbono, redes elétricas, e transporte).

Para o período de 1985 a 2014, a Figura 1.3 (IEA, 2016) apresenta, no eixo esquerdo, os valores de emissões antropogênicas globais de GEE relacionadas ao setor energético, por tipo de GEE (dióxido de carbono - CO<sub>2</sub>, metano - CH<sub>4</sub> e óxido nitroso -N<sub>2</sub>O), onde se verifica que as emissões quase que dobraram neste período, e há uma significativa preponderância de CO<sub>2</sub>. Já no eixo direito da Figura 1.3, verifica-se que, em nível mundial, diferentemente do Brasil, o setor energético tem sido um dos principais atores da mudança do clima global, contribuindo com pelo menos 2/3 das emissões de gases de efeito estufa. Logo, pode-se afirmar que o Acordo de Paris sobre Mudança do Clima é, na sua essência, um acordo sobre energia (IEA, 2016). Como consequência, o Acordo de Paris provocará uma transformação disruptiva no sistema energético mundial, implicando na necessidade de se acelerar a descarbonização da economia mundial e de se implementar, em larga escala, tecnologias limpas, eminentemente renováveis, quer existentes ou novas.

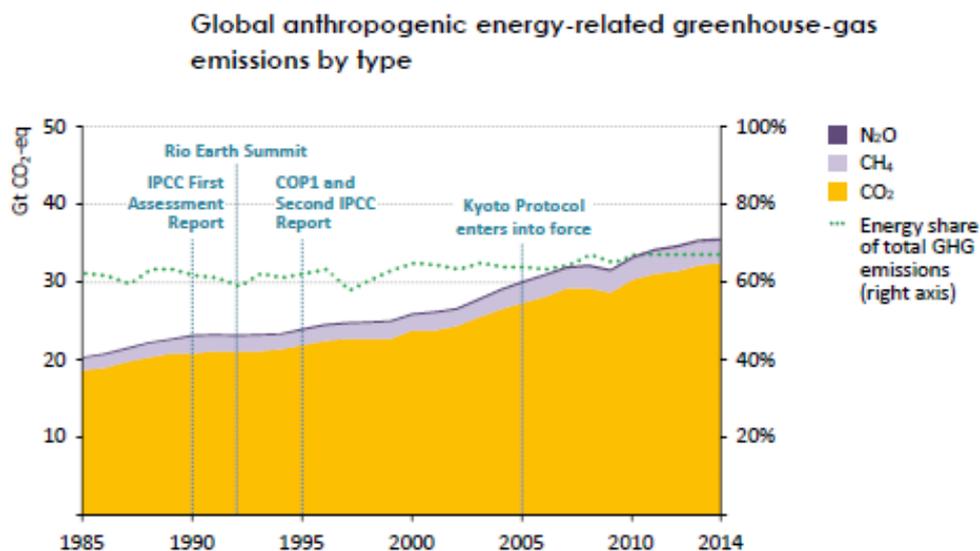


Figura 1.3: Emissões antropogênicas globais de GEE relacionadas ao setor energético – por tipo de GEE e participação nas emissões totais (IEA, 2016).

Outro aspecto a ressaltar diz respeito à interdependência (*nexus*) entre energia e água, uma vez que o setor hídrico necessita do setor energético e o setor energético necessita do setor hídrico. Por exemplo, a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*) estima que 10% da água doce captada hoje em todo o mundo é utilizada pelo setor de energia, e cerca de 4% da energia elétrica consumida no mundo é utilizada para captar, distribuir e tratar água para consumo, sem contar com a energia utilizada nas bombas de irrigação e plantas de dessalinização (IEA, 2016). A IEA também estima que, em linha com o crescimento econômico e populacional, a demanda global por energia e água irá aumentar e, em alguns cenários, dobrar até 2040. Além disso, as mudanças climáticas poderão exacerbar o estresse hídrico em diversas regiões do planeta. Portanto, o *nexus* água e energia torna-se um componente crítico tanto da estratégia de mitigação quanto de adaptação, especialmente no Brasil, devido à predominância da geração hidroelétrica (MELO *et al.*, 2014).

De acordo com o relatório Mitigação de Mudanças Climáticas do IPCC (IPCC, 2014), os cenários globais consistentes com uma chance “provável” de manter a mudança de temperatura abaixo de 2°C em relação a níveis pré-industriais são caracterizados, entre outros, por: (i) uso sustentável da bioenergia; (ii) medidas em grande escala no setor de mudança do uso da terra e florestas; e (iii) triplicar a quase quadruplicar na matriz energética mundial, até 2050, a participação de fontes de energia sem emissão ou com

baixo nível de emissões de carbono. Portanto, no âmbito dos setores energético e elétrico, as estratégias relacionadas com a mitigação da mudança do clima, tema de interesse para o presente trabalho, dizem respeito à capacidade de se desenvolver novas tecnologias de baixo carbono e renováveis, implementando-as juntamente com as existentes.

Nesse contexto, o Brasil já tem um dos maiores e mais bem-sucedidos programas de biocombustíveis, incluindo a cogeração de energia elétrica a partir da biomassa. É o país que alcançou os mais expressivos resultados na redução de emissões por desmatamento, principalmente em função da queda da taxa de desmatamento na Amazônia brasileira em 82% entre 2004 e 2014. A matriz energética brasileira contém hoje mais de 40% de energias renováveis, o que representa três vezes a participação média mundial e mais de quatro vezes a dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (*Organisation de Coopération et de Développement Économiques* - OCDE). No caso da matriz elétrica, a participação de energias renováveis representa cerca de 80%, valor cerca de quatro vezes superior à média mundial, o que já faz do Brasil uma economia de baixo carbono. Além disso, durante a Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas realizada em 2009 em Copenhague (COP 15), o Brasil já havia assumido a liderança entre os países em desenvolvimento ao comprometer-se, voluntariamente, a cortar as emissões de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% em comparação com o cenário atual de negócios até 2020.

Não obstante, no Acordo de Paris, durante a COP 21, o Brasil decidiu ampliar ainda mais sua contribuição para a consecução do objetivo da UNFCCC, no contexto do desenvolvimento sustentável. A iNDC brasileira representa uma progressão em relação a suas ações atuais, ao assumir uma meta de mitigação absoluta para o conjunto da economia, tendo se comprometido a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005 em 2025 e, de forma subsequente e indicativa, em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030.

Desdobrando a meta de mitigação para o setor de energia, a nossa iNDC especifica:

- alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030;

- expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hidroelétrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;
- expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hidroelétrica) na matriz de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;
- alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.

Outro aspecto a considerar é que, devido ao longo tempo de residência dos gases de efeito estufa na atmosfera, os benefícios advindos de uma mitigação realizada hoje somente serão evidenciados várias décadas à frente; ou seja, há um atraso entre investir em ações de mitigação e perceber os seus benefícios em termos de menores mudanças climáticas. Assim, no caso do setor elétrico, as ações de mitigação estão intimamente ligadas a estratégias de longo prazo, i.e., com o planejamento da expansão, notadamente do sistema de geração. Por outro lado, como benefícios auxiliares advindos de ações de mitigação são também possíveis no curto prazo (e.g., redução da poluição do ar) e, também, como o Acordo de Paris estabeleceu um mecanismo de monitoramento de metas individualmente e globalmente, deve-se considerar, ainda que secundariamente, o planejamento da operação, como no caso do sistema hidrotérmico interligado brasileiro.

Chama-se a atenção, no entanto, que uma transição bem sucedida do sistema energético para tecnologias limpas e renováveis com o intuito de reduzir e gerenciar os impactos relacionados à mudança do clima, por meio de ações de mitigação, não deve focar, exclusivamente, as mudanças climáticas. Na realidade, esta transição deve *abraçar* os objetivos de mitigação do clima, mas também *garantir, simultaneamente*, os objetivos econômicos, socioambientais e de segurança energética, dentro de uma ótica de desenvolvimento sustentável.

A busca de uma solução de compromisso entre os diversos objetivos listados, muitas vezes conflitantes entre si, torna-se ainda mais relevante em países em desenvolvimento, onde haverá crescimento do consumo de energia elétrica e aumento da capacidade instalada de geração e transmissão, situação distinta da maioria dos países desenvolvidos, que deverão experimentar redução de consumo e de emissões per

capita, por meio de ações profundas de eficiência energética e substituição de tecnologias fósseis por renováveis.

Por exemplo, vislumbra-se que o consumo de energia elétrica no Brasil praticamente dobrará até 2030, o que implicará em também dobrar a capacidade instalada nos próximos 15 anos. Também, devido à expectativa de redução da pobreza, há a expectativa que o crescimento do consumo de energia elétrica per capita aumentará, saindo de 2.492 kWh/capita em 2016 (menor que a Argentina e bem menor que o Chile) para cerca de 4.000 kWh/capita em 2030 (mesmo nível hoje da África do Sul, menor hoje que Portugal, Grécia, Espanha, França e outros, e muito menor que os cerca de 14.000 atuais dos EUA). Neste caso, o grande desafio é como realizar esta expansão da forma mais eficiente possível, conciliando o atendimento das necessidades sociais e de desenvolvimento sustentável, com os compromissos assumidos sobre as mudanças climáticas. Fatalmente, no Brasil, as emissões totais de gases de efeito estufa crescerão no horizonte até 2030, o que foi, inclusive, reconhecido no preâmbulo da iNDC brasileira.

Deste modo, as metodologias e modelos para o planejamento de longo prazo da expansão de sistemas elétricos em países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, devem passar a ser promotoras das iNDCs desses países, onde foram assumidos compromissos estratégicos de mitigação das mudanças climáticas por meio da redução das emissões de gases de efeito estufa de origem antropogênica. Por outro lado, o planejamento da expansão não deverá se limitar a este objetivo, mas deverá assumir um novo paradigma: conciliar o objetivo de mitigação do clima com os demais objetivos (econômicos, socioambientais e de segurança energética) – contribuir para o desenvolvimento deste novo paradigma é o foco central desta tese.

## **1.2 Objetivos da Tese**

De maneira geral, o problema de planejamento da expansão da geração é modelado como um problema com um único objetivo: determinar uma estratégia de expansão e/ou um cronograma de obras que atenda o consumo de energia elétrica previsto para o horizonte de estudo, minimizando o custo de investimento mais o custo de operação e

ainda respeitando determinados níveis de segurança (MUNASINGHE, 1980, GCPS/ELETOBRÁS, 1999) e, mais recentemente, considerando aspectos de desenvolvimento sustentável (MEIER e MUNASINGHE, 2004, ZIMMERMANN, 2007).

No caso do Brasil, busca-se minimizar os custos de investimento (novas capacidades de geração e de troncos de interligação entre os subsistemas) mais o valor esperado do custo de operação, atendendo aos requisitos de segurança energética definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, incorporando ainda a dimensão socioambiental nas diversas etapas do processo de planejamento; constitui-se, em sua essência, em um problema de planejamento da expansão mono-objetivo.

Embora os procedimentos empregados no processo de planejamento sejam aderentes para o propósito para o qual foram concebidos e, muitas vezes utilizem modelos computacionais sofisticados baseados em programação matemática e programação estocástica, a partir dos compromissos assumidos no Acordo de Paris, inclusive pelo Brasil, carecem da incorporação, de forma sistemática, no processo de tomada de decisão, da questão da mitigação dos efeitos das mudanças climáticas. Assim, o problema do planejamento de longo prazo da expansão deve, então, ser reformulado para incorporar esse e os demais objetivos em sua modelagem e na estratégia de solução.

Trata-se, em última análise, de um novo paradigma para o planejamento da expansão: a busca de uma solução de compromisso entre esses múltiplos objetivos. Para isso, faz-se necessário o desenvolvimento de modelos apropriados e o emprego de técnicas de apoio à decisão multicritério (FIGUEIRA *et al.*, 2005) torna-se altamente relevante.

Assim, os principais objetivos desta tese são: (i) o desenvolvimento de uma metodologia geral, baseada em técnicas de apoio à decisão multicritério, para resolver o problema de planejamento de longo prazo da expansão do sistema de geração de energia elétrica de grande porte, que considere explicitamente a mitigação das mudanças climáticas na tomada de decisão, bem como outros objetivos, e.g., segurança energética e econômico; (ii) implementação da metodologia proposta em um sistema de apoio à decisão multicritério para o planejamento da expansão da geração de longo prazo

considerando emissões de gases de efeito estufa; e (iii) tornar o sistema desenvolvido especialmente adequado para sistemas elétricos reais de grande porte, interligados e com predominância hidroelétrica, características presentes no sistema interligado brasileiro.

O núcleo da metodologia proposta é constituído por quatro etapas básicas: (i) formulação de alternativas de planos de expansão da geração (e de troncos de interligação entre os subsistemas); (ii) avaliação do desempenho destas alternativas em relação aos objetivos (ou critérios) adotados; (iii) pré-seleção das alternativas que irão para a etapa posterior; e (iv) a realização de uma análise multicritério para selecionar as “melhores” alternativas de plano de expansão de acordo com as preferências do decisor.

A abordagem proposta é geral e pode ser aplicada a qualquer tipo de sistema elétrico ou circunstância do país. No entanto, sua aplicação prática pode tirar proveito de modelos especializados, em cada etapa, que reconhecem características ou procedimentos específicos do sistema que está sendo analisado, bem como a modelagem de preferências considerada.

Por exemplo, a abordagem proposta preserva características relevantes do ponto de vista pragmático da atividade de planejamento de sistemas elétricos e, portanto, as etapas (i) e (ii) podem ser realizadas a partir da utilização integrada de modelos especializados para resolver os problemas de planejamento da expansão e da operação do sistema de geração, e.g., no caso do sistema brasileiro, os modelos MELP (LISBOA *et al.*, 2008) e NEWAVE (MACEIRA *et al.*, 2008, MACEIRA *et al.*, 2018). O modelo MELP é baseado em programação linear inteira mista e com representação mais simplificada do sistema interligado. Por sua vez, o modelo NEWAVE é baseado em programação dinâmica dual estocástica e representa com mais detalhes o sistema interligado, será usado para fornecer o desempenho em relação a cada critério adotado, e.g, emissões de gases de efeito estufa, risco de déficit, custo de investimento, custo de operação, composição do parque gerador, etc.

Adicionalmente, na aplicação da metodologia proposta, serão analisadas as soluções de compromisso obtidas na etapa (iv) com mais de um método de apoio à decisão

multicritério, a fim de verificar eventuais vantagens e limitações das abordagens multicritério ao problema estudado.

Serão ainda comparados os diversos cenários de mitigação de gases de efeito estufa, em termos de seus custos e benefícios, assim como os seus impactos com relação aos demais objetivos (ou critérios), tomando por base alternativas de expansão com a metodologia atual - (*business as usual* – BAU) e também associadas à implementação da iNDC brasileira ao setor elétrico - aumentar a participação das energias renováveis não hidroelétricas na matriz elétrica para ao menos 23% até 2030. Como existem graus de liberdade na maneira de atender a esta iNDC - e.g., entrada ou não de novas usinas hidroelétricas na Amazônia, novas nucleares, maior participação do gás natural, ou mesmo percentual de participação das novas renováveis (MELO *et al.*, 2012), serão também definidas restrições apropriadas a serem incorporadas no modelo MELP, na formulação de alternativas adicionais de planos de expansão, os quais serão ainda avaliados em termos de seus impactos em cada critério pelo modelo NEWAVE.

Finalmente, espera-se que o sistema de apoio à decisão multicritério para o planejamento de longo prazo da expansão da geração desenvolvido nesta tese possa servir como um instrumento relevante para análise de políticas públicas em termos de expansão de energia elétrica, possibilitando a verificação a priori dos custos e benefícios associados.

### **1.3 Estrutura da Tese**

O capítulo 2 apresenta uma descrição do problema de planejamento da expansão do sistema de geração de energia elétrica de forma geral e para o caso brasileiro. Adicionalmente, são apresentadas as descrições dos modelos matemáticos empregados nos procedimentos de elaboração do planejamento da expansão da geração no Brasil e utilizados neste trabalho.

O capítulo 3 descreve os principais conceitos sobre a análise de decisão com múltiplos critérios, ou seja, os elementos básicos a serem considerados, como o problema com

múltiplos critérios pode ser modelado, bem como uma visão geral sobre as abordagens empregadas para fornecer as recomendações apropriadas ao decisor.

O capítulo 4 apresenta a proposição de um sistema de apoio à decisão multicritério para o planejamento da expansão da geração de longo prazo considerando emissões de gases de efeito estufa, cujo núcleo é constituída por quatro etapas principais. Neste capítulo são detalhados os procedimentos empregados em cada etapa e os modelos avaliados para utilização na terceira etapa.

O capítulo 5 descreve a aplicação da abordagem multicritério proposta a uma configuração real do sistema de geração brasileiro, analisando o seu desempenho global e os principais resultados obtidos em cada uma das quatro etapas básicas, inclusive com relação aos diferentes métodos multicritérios utilizados.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões obtidas no decorrer da tese, bem como são sugeridos temas para continuidade da pesquisa.

## 2 O Planejamento da Expansão da Geração

### 2.1 Introdução

Usualmente, o problema de planejamento da expansão da geração é modelado como um problema com um único objetivo: determinar uma estratégia de expansão e/ou um cronograma de obras que atenda o consumo de energia elétrica previsto ao longo do horizonte de planejamento, minimizando o custo de investimento mais o custo de operação e ainda respeitando determinados níveis de segurança (MUNASINGHE, 1980, GCPS/ELETROBRÁS, 1999) e, mais recentemente, considerando aspectos de desenvolvimento sustentável (MEIER e MUNASINGHE, 2004, ZIMMERMANN, 2007, MELO *et al.*, 2012).

Este também é o caso do Brasil, onde o planejamento da expansão da geração busca minimizar os custos de investimento (de novas capacidades de geração e de interligação entre os subsistemas) mais o valor esperado do custo de operação, atendendo aos requisitos de segurança energética definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, incorporando ainda a dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento. Até o ano de 2019, o CNPE estabelecia que deveria ser buscada a igualdade entre os custos marginais de operação e o custo marginal de expansão, respeitando o limite de risco de déficit de energia elétrica, o qual não deve exceder a 5% em cada um dos subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) (CNPE, 2004 e 2008). Em 12 de dezembro de 2019, o CNPE modificou o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência no sistema (CNPE, 2019), cujos parâmetros a serem utilizados foram definidos em 20 de fevereiro de 2020, por meio de portaria específica do MME (MME, 2020). Assim, dado que o novo critério de garantia de suprimento somente passou a valer a partir de fevereiro de 2020, não houve tempo hábil para a sua consideração neste trabalho.

As características particulares do sistema elétrico brasileiro - de grande porte, com um parque gerador com preponderância hidrelétrica, potencial hidrelétrico remanescente ainda relevante, envolvendo intercâmbios de grandes blocos de energia entre as diversas regiões do país para capturar os ganhos sinérgicos devido à diversidade hidrológica, taxas de crescimento do consumo de energia elevadas no longo prazo, política energética que prioriza as fontes renováveis de energia, com expectativa de elevada penetração das novas renováveis intermitentes (eólica e solar) - exigem que o planejamento da expansão do sistema elétrico seja feito com base em estudos com horizontes de longo prazo. Esta necessidade decorre do longo tempo necessário para a identificação de potenciais e aproveitamentos hidrelétricos em bacias hidrográficas não inventariadas, o desenvolvimento de tecnologias para transmissão de grandes blocos de energia a longa distância, e a maturação de novas tecnologias de produção. Ressalta-se ainda a necessidade de identificar os custos das demais possíveis fontes de geração e a avaliação de suas repercussões econômicas, sociais e ambientais. Em geral, o intervalo de tempo entre as primeiras decisões e o aumento efetivo da capacidade de atendimento, é cerca de 20 a 30 anos (GCPS/ELETROBRÁS, 1999).

Além disso, os prazos médios para inclusão de novas obras ao sistema condicionam a antecedência que devem ser tomadas as medidas para garantir o atendimento ao mercado. Em particular, para usinas hidrelétricas de grande porte, o intervalo de tempo entre a decisão de construção e a entrada em operação pode chegar a 8 anos. Isto implica na necessidade de uma análise das condições de atendimento ao mercado consumidor para um horizonte de aproximadamente 15 anos, de modo que se possa tomar, com antecedência necessária, as decisões para garantir este suprimento, incluindo o aprofundamento dos estudos de viabilidade de uma nova usina. Uma definição precisa do programa de expansão deve ser feita para os primeiros 10 anos.

O processo de planejamento da expansão pode ser dividido em três etapas principais de estudos, em função dos horizontes e decisões envolvidas (FORTUNATO *et al.*, 1990, GCPS/ELETROBRÁS, 1999):

- Estudos de longo prazo: examinam um horizonte de 20 a 30 anos à frente, buscando definir uma estratégia de expansão, com a otimização da distribuição dos recursos primários para diferentes cenários de crescimento de mercado, desenvolvimento tecnológico e custos de geração;

- Estudos de médio prazo: equacionam o atendimento ao mercado consumidor até 15 anos à frente, definindo a expansão ótima do parque gerador, a nível de aproveitamento, condicionada aos resultados dos estudos de longo prazo;
- Estudos de curto prazo: analisam o desempenho do programa de expansão para um horizonte de 5 a 10 anos à frente, ajustando-o de forma a adequá-lo frente a mudanças nas premissas adotadas, como mudança nas previsões de mercado, atrasos nos cronogramas das obras, restrições financeiras, etc.

Estes estudos são, em geral, elaborados com o auxílio de modelos matemáticos e computacionais. A seção 2.2 apresenta os principais modelos computacionais desenvolvidos no Brasil para o planejamento da expansão do sistema de geração.

## **2.2 Principais Modelos Computacionais Desenvolvidos no Brasil para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração**

### **2.2.1 Planejamento de Médio e Longo Prazos**

A Eletrobras desenvolveu, em 1982, um dos primeiros modelos para o planejamento da expansão da geração de longo prazo (PEGLP) chamado DESELP (Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo) (TRIKENREICH e PINHEIRO, 1982). Neste modelo, o PEGLP é representado por um problema de programação linear, assim as variáveis de investimento e de operação são contínuas. No DESELP, a representação da operação do sistema é simplificada, e as incertezas associadas à hidrologia são representadas por meio de dois cenários: um cenário de hidrologia média que permite a avaliação adequada de custos operacionais, e outro cenário de hidrologia crítica que garante a definição de uma estratégia e/ou cronograma de expansão com déficit nulo no atendimento à demanda. Para cada cenário eram associadas disponibilidades máximas para as usinas geradoras. Adicionalmente, o acoplamento espacial e temporal entre os reservatórios das usinas hidrelétricas também não é representado, reduzindo significativamente a complexidade da operação do sistema. As simplificações consideradas neste modelo são razoáveis para estudos de longo prazo.

Em 1993, o CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) desenvolveu o modelo MODPIN (Modelo de Expansão Sob Incertezas) (GORENSTEIN *et al.*, 1993) que representa o PEGLP por um problema de programação linear inteira mista, com dois subproblemas acoplados: o de investimento e o de operação. No MODPIN, as variáveis de investimento são modeladas como variáveis inteiras, já as variáveis do subproblema de operação são contínuas. O subproblema de investimento é resolvido por um algoritmo de Branch-and-Bound. Por sua vez, o subproblema de operação, que é um problema de programação linear multi-estágio, é resolvido por um algoritmo de fluxo em redes. Os dois subproblemas são acoplados através de decomposição de Benders (BENDERS, 1962). Ressalta-se que, além de considerar o acoplamento temporal e espacial entre os reservatórios das usinas hidrelétricas, o MODPIN representa diversos tipos de incerteza através do conhecido critério de Savage ou critério de mínimo-máximo arrependimento (SAVAGE, 1951). Neste critério, para cada combinação de decisão e cenário, calcula-se o arrependimento na escolha desta combinação dado pela diferença entre o custo real e o custo determinado caso houvesse a certeza de ocorrência daquele cenário. Em 2002, FIRMO e LEGEY (2002) propuseram que o subproblema de investimento do MODPIN fosse resolvido por meio de algoritmos genéticos.

Para representar as incertezas associadas à hidrologia, o MODPIN considerava um número pequeno de séries hidrológicas. Porém, notou-se que era difícil encontrar, neste conjunto, uma série que fosse representativa de um cenário de hidrologia desfavorável. Por isso, optou-se por considerar os cenários de hidrologia média e crítica, conforme era feito no DESELP. Esta modificação deu origem, ainda em 2002, ao modelo MELP (Modelo de Expansão de Longo Prazo) também desenvolvido pelo CEPEL. Assim como o MODPIN, o MELP representa o problema de PEGLP através de um problema de programação linear inteira mista, com dois subproblemas acoplados, o de investimento e o de operação, onde as incertezas na demanda de energia eram tratadas por meio do critério de mínimo-máximo arrependimento e a técnica de solução utilizada era decomposição de Benders.

Também em 2002, a PSR (Power System Research) desenvolveu o modelo OPTGEN (Modelo de Planejamento da Expansão da Geração e Interligações Regionais) que era semelhante ao modelo apresentado em (GORENSTEIN *et al.*, 1993), cuja aplicação ao

problema de planejamento da expansão da geração e transmissão dos países da região dos Bálcãs foi apresentada em (CAMPODÓNICO *et al.*, 2002).

Em 2004, TERRY *et al.* (2004a) apresentaram uma aplicação do modelo MELP ao sistema brasileiro na qual observou-se algumas limitações da técnica de resolução utilizada no problema. A cada iteração do método de solução, era preciso usar um algoritmo de Branch-and-Bound que se tornava menos eficiente toda vez que novos cortes de Benders eram introduzidos no problema. Considerando que a representação da operação do sistema já era simplificada, optou-se por não utilizar mais a técnica de decomposição e utilizar uma estratégia de solução baseada em um algoritmo de Branch-and-Cut (WOLSEY, 1998). Ressalta-se que não foram consideradas incertezas em relação à demanda de energia para que o problema se tornasse tratável computacionalmente. Mais tarde, SABÓIA e LUCENA (2011) também propuseram resolver o problema representado no MELP a partir de uma metodologia baseada no algoritmo Branch-and-Price.

Em 2007, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou o Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 (MME e EPE, 2007), elaborado no biênio 2006-2007 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contando com a consultoria da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME e do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). O PNE 2030 se constituiu em um estudo pioneiro, de longo prazo, de planejamento integrado dos recursos energéticos realizado no âmbito do Governo brasileiro, cobrindo não somente a questão da energia elétrica, como também dos demais recursos energéticos, notadamente petróleo, gás natural e biomassa. Na sua elaboração, entre outros, foi utilizado o modelo MELP.

Mais recentemente, em 2015, foi desenvolvido o modelo MDI (Modelo de Decisão de Investimento) (GANDELMAN, 2015). Neste modelo, o problema de PEGLP também é representado por um problema linear inteira mista, como no MODPIN e no MELP. O MDI representa as incertezas associadas à demanda de energia e à hidrologia através do “equivalente determinístico”. O problema de expansão é resolvido através de técnicas de programação inteira mista.

## 2.2.2 Planejamento de Curto Prazo

Os modelos citados na seção 2.2.1 determinam uma estratégia de expansão cobrindo um período de planejamento de 15 a 30 anos. Esta estratégia precisa, então, ser refinada na etapa de planejamento de curto prazo da expansão (horizonte de 10 anos), produzindo o plano decenal de expansão, com desagregação anual, e um programa de obras de referência, que visa a implantação de novos projetos de geração e transmissão, por meio de leilões públicos.

Para atender ao mercado consumidor com um serviço de qualidade, adequado e de baixo custo, estes estudos devem equacionar as seguintes questões básicas:

- quando haverá necessidade de expandir os sistemas elétricos?
- como e onde deverá ser feita a expansão necessária?
- de quanto deverá ser feita a expansão dos sistemas elétricos?

A primeira questão está diretamente relacionada com o cenário de demanda, enquanto a segunda tem o desafio de escolher os recursos energéticos mais econômicos, considerando o arcabouço de política energética. Como consequência obtém-se a localização destes recursos e as demandas de viabilização da sua inserção socioeconômica e ambiental, além da transmissão da sua energia associada (segunda questão).

A terceira questão depende da definição dos critérios de qualidade e de garantia de atendimento ao consumidor. Esta é uma questão conflitante com a do atendimento a um baixo custo, pois uma elevada qualidade de serviço exige altos investimentos. Cabe a sociedade arbitrar o nível de qualidade de serviço de energia elétrica que está disposta a pagar.

Usualmente, para a solução deste problema complexo, é estabelecido, a priori, um critério de garantia de suprimento, para, em seguida, proceder à busca da expansão ótima do sistema. Os critérios podem ser classificados em determinísticos ou probabilísticos, em função da representação ou não das incertezas.

Os critérios *determinísticos* de suprimento de energia não levam em conta de forma explícita a natureza aleatória dos fatores que afetam o suprimento de energia. O desconhecimento em relação às afluências futuras é contornado pela hipótese de repetição de afluências iguais ao registro histórico de vazões. As manutenções programadas são representadas através dos cronogramas de manutenção previstos para o estudo ou através de índices estatísticos que refletem o histórico de manutenções de unidades geradoras. Da mesma forma, as saídas forçadas de unidades geradoras são representadas por índices estatísticos.

A capacidade de produção de energia de usinas hidráulicas é estimada utilizando-se modelos de simulação que reproduzem a operação do sistema no horizonte de estudo para um cenário hidrológico definido (vazões históricas).

No Brasil, até 1986, um critério determinístico de garantia de suprimento de energia foi aplicado nos estudos de planejamento da expansão da geração. A capacidade de produção de energia das usinas era determinada de modo a garantir o atendimento da demanda sem a ocorrência de déficits, na hipótese de repetição do registro histórico de vazões.

Os primeiros questionamentos com relação à necessidade de dimensionar um sistema imune à ocorrência do pior caso começaram a surgir na década de 80, com o agravamento da situação econômica do país e consequentes restrições financeiras para os investimentos na expansão. A metodologia de planejamento da expansão evoluiu para um enfoque *probabilístico*, introduzindo-se a consideração explícita da variável energia afluente aos reservatórios nos métodos e critérios de planejamento. Esta variável é função das vazões afluentes e, portanto, apresenta comportamento estocástico (GCPS/ELETROBRÁS, 1999).

Já em 2004, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, publicou a Resolução CNPE Nº 1, de 17 de Novembro de 2004 (CNPE, 2004) que estabeleceu que o critério geral de garantia de suprimento seria baseado no risco explícito da insuficiência de oferta de energia (ou risco explícito de déficit de energia) no sistema elétrico interligado, e que este critério deveria ser aplicado nos estudos de expansão da geração, no planejamento da operação do sistema elétrico interligado e no cálculo das garantias

físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica. A resolução também estabeleceu que este risco não deveria exceder a 5% em cada um dos subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Mais tarde, em 2008, o CNPE publicou a Resolução CNPE nº 9, de 28 de Julho de 2008 (CNPE, 2008), que estabeleceu que o critério para o cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e para o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica seria a igualdade entre os custos marginais de operação e o custo marginal de expansão, respeitando o limite do risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1, de 2004.

No sentido de atender a resolução CNPE nº 1/2004 e, mais tarde, a resolução CNPE nº 9/2008, em estudos de planejamento de curto prazo da expansão da geração (decenal), continuou-se a adotar o modelo NEWAVE (MACEIRA *et al.*, 2008, MACEIRA *et al.*, 2018), que já vinha sendo utilizado em estudos oficiais da operação desde 1998, e de planejamento decenal da expansão, desde 2000. O modelo NEWAVE determina, para todos os meses do período de planejamento, a alocação ótima das usinas hidrelétricas e termelétricas que minimiza o valor esperado do custo total de operação (custo de geração térmica mais custo de déficit de energia) considerando mecanismos de aversão a risco e utilizando programação dinâmica dual estocástica.

Mais recentemente, em 12 de dezembro de 2019, o CNPE modificou o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência no sistema (CNPE, 2019), cujos parâmetros a serem utilizados foram definidos em 20 de fevereiro de 2020, por meio de portaria específica do MME (MME, 2020).

Com este novo comando legal, a indicação de decisão de investimento para os estudos de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica deverá ser obtida pela minimização dos custos totais de investimento e operação, respeitando critérios definidos por métricas específicas, para a energia e potência. No caso da garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à energia no sistema: (i) para o valor esperado de insuficiência da oferta de energia (Energia Não Suprida - ENS), condicionado ao nível de confiança de 1%, CVaR1%(ENS), calculado em base anual, cujo limite será de 5% da demanda anual por energia do SIN; e (ii) para o valor

esperado do Custo Marginal de Operação - CMO, condicionado ao nível de confiança de 10%, CVaR10%(CMO), calculado em base mensal, limitado a R\$ 800/MWh para cada subsistema. E para o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no sistema: (i) para o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP - *Loss of Load Probability*), calculado em base anual, o limite será de 5% para o SIN; e (ii) para o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (EPNS – *Expected Power Not Supplied*), condicionado ao nível de confiança de 5%, CVaR5%(PNS), calculado em base mensal, o limite será de 5% da demanda máxima instantânea do SIN.

Por sua vez, os estudos de planejamento da operação do SIN passarão a considerar os critérios definidos acima para a garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à energia e também quanto à potência no sistema.

Assim, dado que o novo critério de garantia de suprimento somente passou a valer a partir de fevereiro de 2020, não houve tempo hábil para a sua consideração neste trabalho. No entanto, chama-se a atenção que o modelo NEWAVE continua a ser utilizado em estudos oficiais do setor elétrico brasileiro, incluindo o planejamento da expansão, o cálculo da garantia física de energia, o planejamento da operação, o cálculo do preço do mercado de curto prazo (PLD) e a definição de parâmetros para os leilões públicos de compra de energia.

### **2.2.3 Cadeia de Metodologias e Programas Computacionais para o Planejamento da Expansão e Operação do SIN**

Conforme mencionado na seção 1.2, a abordagem multicritério proposta, neste trabalho, para o problema de planejamento da expansão da geração utiliza de forma integrada os modelos MELP e NEWAVE para a formulação e avaliação de alternativas de planos de expansão. Assim, as seções 2.3 e 2.4 apresentam, respectivamente, uma descrição sucinta destes modelos.

Apesar de se constituírem em modelos-chave, ambos os modelos fazem parte de uma cadeia de modelos computacionais utilizadas pelo setor elétrico brasileiro.

Conforme mencionado anteriormente, entre as principais características do sistema elétrico brasileiro destacam-se: dimensões continentais; taxas de crescimento do consumo de energia elevadas no longo prazo; grande participação de fontes renováveis, com predominância da hidroeletricidade, e com participação crescente das chamadas novas renováveis, como a eólica e a solar. Adicionalmente, apresenta uma relevante diversidade hidrológica, temporal e espacial, permitindo a complementaridade energética entre as regiões do SIN. Estas características motivaram o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, desde a sua criação, a desenvolver e manter no estado-da-arte uma cadeia inovadora e integrada de metodologias e modelos computacionais para a área energética (MACEIRA *et al.*, 2002), e que orienta a operação do sistema eletroenergético brasileiro e o planejamento de sua expansão (MACEIRA *et al.*, 2016, 2018, 2019a). A Figura 2.1 apresenta esta cadeia de modelos de forma esquemática.

Esta cadeia de metodologias e programas computacionais – baseados em técnicas matemáticas de otimização e simulação, considerando o tratamento de incertezas e balanceando os requisitos de representação de incertezas e modelagem do sistema com os de precisão e esforço computacional – integra horizontes de longo, médio e curto prazos, possibilitando a definição de planos coordenados de expansão e operação do sistema elétrico em bases sustentáveis. Constituem-se em modelos oficiais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Instituições Setoriais como a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Empresas do Sistema Eletrobras, concessionárias de energia elétrica e agentes setoriais. Alguns dos modelos passam por um amplo e aberto processo de validação, e sua utilização tem que ser aprovada pela ANEEL ou pela CPAMP/CNPE - Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico, coordenada pelo MME e vinculada ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

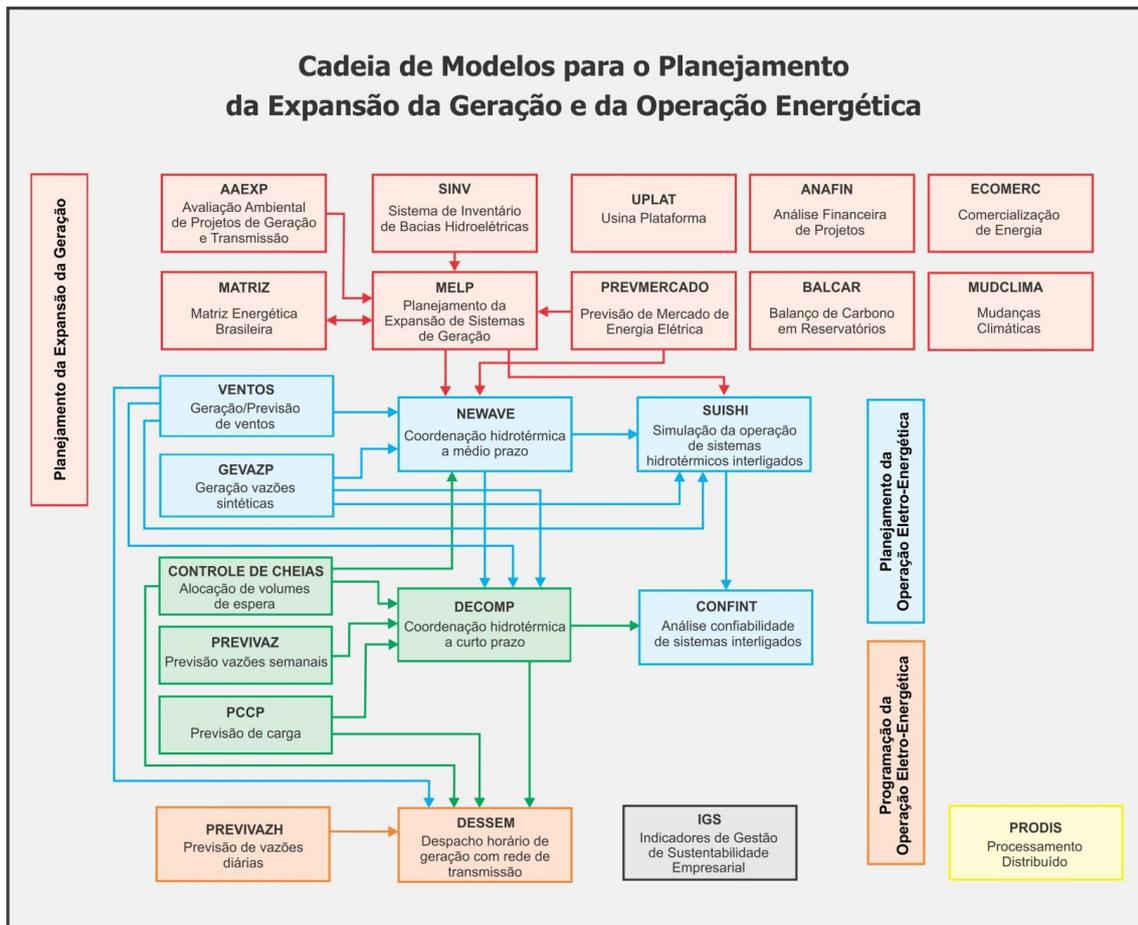


Figura 2.1: Cadeia de Modelos de Otimização do CEPEL para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro.

## 2.3 Modelo da Expansão de Longo Prazo – MELP

No modelo MELP, o problema do planejamento da expansão da geração é representado por um problema de programação linear inteira mista cuja função objetivo é minimizar custos de investimento mais o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. O problema é caracterizado pela existência de dois subproblemas acoplados: subproblema de investimento e um subproblema de operação. O subproblema de investimento é um problema de programa inteira mista com múltiplos estágios que propõe uma estratégia de expansão para todo o período de planejamento a ser avaliada pelo subproblema de operação que, por sua vez, é formulado como um problema contínuo (linear).

Para sistemas hidrotérmicos de grande porte, o subproblema de operação é, na verdade, um problema estocástico não linear de grande porte e complexo. O método de solução depende do nível de precisão desejado para representar o comportamento estocástico das afluições aos reservatórios das usinas hidrelétricas e a não linearidade da função de produção de energia destas usinas. No entanto, a incorporação de um modelo detalhado da operação no problema de planejamento da expansão aumentaria muito o seu tamanho, tornando sua aplicação inadequada para sistemas de grande porte. Neste sentido, o MELP utiliza uma representação simplificada para o subproblema de operação, isto é, a operação do sistema é analisada para cada estágio de tempo do horizonte de planejamento considerando dois cenários hidrológicos<sup>1</sup>: uma condição de hidrologia crítica para avaliar a confiabilidade do sistema e uma condição de hidrologia média para avaliar a condição econômica da operação do sistema.

Para a condição de hidrologia média, a geração de uma usina hidrelétrica está limitada ao valor médio de geração da mesma. Para a hidrologia crítica, a produção de energia está limitada ao valor da *energia firme*, ou seja, o valor médio de energia que a usina é capaz de gerar ao longo do *período hidrológico crítico* do sistema, com este atendendo à sua energia firme. Define-se período hidrológico crítico como o período de tempo, correspondendo à sequência de vazões do histórico, em que o armazenamento do sistema vai de seu nível máximo (todos os reservatórios cheios) ao seu nível mínimo (todos os reservatórios vazios), sem reenchimentos totais intermediários, no atendimento da energia firme de sistema (FORTUNATO *et al.*, 1990). Por sua vez, energia firme de um sistema gerador é definida como, no caso de repetição das afluições do registro histórico, a maior quantidade possível de energia capaz de ser produzida continuamente pelo sistema, com as mesmas características do mercado, sem a ocorrência de déficits de energia (FORTUNATO *et al.*, 1990). Esta representação simplificada do problema de operação permite a solução direta com base em algoritmos de Branch-and-Cut (WOLSEY, 1998) ou Branch-and-Price (SABÓIA e LUCENA, 2011).

---

<sup>1</sup> Recentemente, a formulação do MELP foi estendida para considerar dez cenários hidrológicos, incluindo necessariamente uma condição de hidrologia crítica para avaliar a confiabilidade do sistema, e as outras condições hidrológicas são usadas para avaliar as condições da operação econômicas do sistema.

No caso das termelétricas, a geração máxima é definida em função de fatores de participação das usinas nas condições de hidrologia média e crítica (LISBOA *et al.*, 2005). O fator de participação médio representa o valor esperado da energia produzida pela usina, relativamente a cada unidade de capacidade de produção contínua (levando em conta suas indisponibilidades). Tal fator está diretamente relacionado às despesas da usina com combustível, quando ela estiver despachada na base. Por sua vez, o fator de participação crítico representa a probabilidade de operação da usina em regime de base, durante os períodos críticos, ou ainda, o valor médio da energia produzida nestes períodos, por cada unidade de capacidade de produção contínua da usina (levando em conta também as suas indisponibilidades).

Adicionalmente, o MELP representa a cadeia energética do gás natural associada aos projetos de usinas termelétricas a gás natural (LISBOA *et al.*, 2009). Esta representação é similar a utilizada para o sistema elétrico brasileiro, ou seja, são criados subsistemas de gás natural interligados por gasodutos, que podem ou não representar as mesmas áreas geográficas que os subsistemas elétricos. Os gasodutos apresentam limites mínimo e máximo de operação, de forma análoga aos troncos de interligação. O consumo de gás natural de uma usina termelétrica é função linear da sua geração, ou seja, o volume de gás necessário para produzir uma dada quantidade de energia elétrica é calculado com base nos valores constantes da eficiência de uma usina termelétrica e, da quantidade de energia contida em um dado volume de gás. A demanda total de gás natural de cada subsistema, é definida pela soma da demanda de gás natural de usinas termelétricas e a demanda de gás natural dos outros setores da economia.

A seção 2.3.1 apresenta a formulação matemática detalhada do problema de planejamento da expansão da geração implementado no modelo MELP (SABÓIA, 2013).

### **2.3.1 Formulação Matemática**

O problema de programação linear inteira mista implementado no MELP é descrito através das expressões (2.1) a (2.38).

**Função Objetivo**

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{k \in K} \frac{1}{(1 + \tau)^k} & \left[ \sum_{\substack{i \in I_e \\ j \in J_i^{HP}}} \phi h_{i,j}^k \cdot x h_{i,j}^k + \sum_{\substack{i \in I_e \\ j \in J_i^{EP}}} \phi g_{i,j}^k \cdot x g_{i,j}^k + \sum_{\substack{i \in I_e \\ j \in J_i^{TP}}} \phi t_{i,j}^k \cdot x t_{i,j}^k \right. \\
 & + \sum_{\substack{(i,z)_{z \geq i \in \{I_e, \Omega_i^{EL}\}} \\ j \in J_{i,z}^P}} \phi z_{i,z,j}^k \cdot x z_{i,z,j}^k + \sum_{\substack{i \in I_g \\ j \in J_i^{GNLP}}} \phi gnl_{i,j}^k \cdot x gnl_{i,j}^k \\
 & + \sum_{\substack{(i,z)_{z \geq i \in \{I_g, \Phi_i^{Gn}\}} \\ j \in J_{i,z}^{GNP}}} \phi gas_{i,z,j}^k \cdot x gas_{i,z,j}^k \\
 & + \sum_{\substack{i \in I_e \\ j \in J_i^T \\ s \in S \\ l \in L}} \gamma_{i,j}^k \cdot \tilde{t}_{i,j,s,l}^k + \sum_{\substack{i \in I_e \\ s \in S \\ l \in L \\ d \in D}} \delta_{i,l,d}^k \cdot \tilde{w}_{i,s,l,d}^k + \sum_{\substack{i \in I_g \\ s \in S}} \varphi_i^k \cdot \tilde{U} g_{i,s}^k \\
 & + \sum_{\substack{i \in I_g \\ j \in J_i^{Gnl} \\ s \in S}} \psi_{i,j}^k \cdot \tilde{I} gnl_{i,j,s}^k + \sum_{\substack{(i,z)_{z \geq i \in \{I_g, \Phi_i^{Gn}\}} \\ j \in J_{i,z}^{Gn} \\ s \in S}} \xi_{i,z,j}^k \cdot \tilde{F}_{i,z,j,s}^k \\
 & \left. + \sum_{\substack{i \in I_g \\ s \in S \\ d_g \in D_g}} \mu_{i,d,g}^k \cdot \tilde{W} g_{i,s,d,g}^k \right] \tag{2.1}
 \end{aligned}$$

**Restrições de Investimento**

$$\sum_{k \in K} x h_{i,j}^k \leq 1, \forall (i,j) \in \{I_e, J_i^{HP}\} \tag{2.2}$$

$$\sum_{k \in K} x g_{i,j}^k \leq 1, \forall (i,j) \in \{I_e, J_i^{EP}\} \tag{2.3}$$

$$\sum_{k \in K} x t_{i,j}^k \leq 1, \forall (i,j) \in \{I_e, J_i^{TP}\} \tag{2.4}$$

$$\sum_{k \in K} x z_{i,z,j}^k \leq 1, \forall (i,z,j) \in \{I_e, \Omega_i^{EL}, J_{i,z}^{IP}\} \tag{2.5}$$

$$\sum_{k \in K} xgnl_{i,j}^k \leq 1, \forall (i,j) \in \{I_g, J_i^{GnlP}\} \quad (2.6)$$

$$\sum_{k \in K} xgas_{i,z,j}^k \leq 1, \forall (i,z,j) \in \{I_g, \Phi_i^{Gn}, J_{i,z}^{GnP}\} \quad (2.7)$$

$$xh_{i,j}^k, xt_{i,j}^k, xz_{i,j}^k, xgnl_{i,j}^k \text{ e } xgas_{i,j}^k \in \{0,1\}, \forall (i,z,j,k) \in \{I,Z,J,K\} \quad (2.8)$$

$$I = I_e \cup I_g, \quad Z = \Omega_i^{EL} \cup \Phi_i^{Gn}, \quad J = J_i^{HP} \cup J_i^{EP} \cup J_i^{TP} \cup J_{i,z}^{IP} \cup J_i^{GnlP} \cup J_{i,z}^{GnP}$$

### Restrições de Operação

#### Atendimento à Demanda

$$De_{i,s,l}^k \cdot \theta_{s,l} = \sum_{j \in J_i^H} \bar{h}_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^E} \bar{g}_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^T} \bar{t}_{i,j,s,l}^k + \sum_{\substack{z \in \Omega_i^{EL} \\ j \in J_{i,z}^I}} (\eta_{i,z,j,s,l}^k \bar{z}_{j,i,l}^k - \bar{z}_{i,z,j,s,l}^k), \quad (2.9)$$

$$\forall (i,k,s,l) \in \{I_e, K, S, \mathcal{L}\}$$

$$De_{i,s,l}^k \cdot \theta_{s,l} = \sum_{d \in \mathcal{D}} \tilde{w}_{i,s,l,d}^k + \sum_{j \in J_i^H} \tilde{h}_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^E} \tilde{g}_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^T} \tilde{t}_{i,j,s,l}^k + \sum_{\substack{z \in \Omega_i^{EL} \\ j \in J_{i,z}^I}} (\eta_{j,i}^k \tilde{z}_{j,i,l}^k - \tilde{z}_{i,j,l}^k), \forall (i,k,s,l) \in \{I_e, K, S, \mathcal{L}\} \quad (2.10)$$

#### Suprimento de Gás Natural

$$Dg_{i,s}^k + \sum_{\substack{j \in J_i^{TG} \\ l \in \mathcal{L}}} (\bar{t}_{Se(i,j),j,s,l}^k \cdot \mathcal{F}_{i,j}^{eg}) = \sum_{d_g \in \mathcal{D}_g} \bar{W}g_{i,s,d_g}^k + \bar{U}g_{i,s}^k + \sum_{j \in J_i^{Gnl}} \bar{I}gnl_{i,j,s}^k + \sum_{\substack{z \in \Phi_i^{Gn} \\ j \in J_{i,z}^{Gn}}} (\rho_{i,z,j}^k \bar{F}_{z,i,j,s}^k - \bar{F}_{i,z,j,s}^k), \forall (i,k,s) \in \{I_g, K, S\} \quad (2.11)$$

$$Dg_{i,s}^k + \sum_{\substack{j \in J_i^{TG} \\ l \in \mathcal{L}}} (\tilde{t}_{Se(i,j),j,s,l}^k \cdot \mathcal{F}_{i,j}^{eg}) = \sum_{d_g \in \mathcal{D}_g} \tilde{W}g_{i,s,d_g}^k + \tilde{U}g_{i,s}^k + \sum_{j \in J_i^{Gnl}} \tilde{I}gnl_{i,j,s}^k + \sum_{\substack{z \in \Phi_i^{Gn} \\ j \in J_{i,z}^{Gn}}} (\rho_{i,z,j}^k \tilde{F}_{z,i,j,s}^k - \tilde{F}_{i,z,j,s}^k), \forall (i,k,s) \in \{I_g, K, S\} \quad (2.12)$$

#### Extração de Gás Natural

$$\underline{P}g_{i,k}^{min} \leq \sum_{s \in S} \bar{U}g_{i,s}^k \leq \overline{P}g_{i,k}^{max}, \forall (i,k) \in \{I_g, K\} \quad (2.13)$$

$$\underline{Pg}_{i,k}^{min} \leq \sum_{s \in S} \tilde{U}g_{i,s}^k \leq \overline{Pg}_{i,k}^{max}, \forall (i, k) \in \{I_g, K\} \quad (2.14)$$

### Restrições de Acoplamento

#### *Limites de Potência das Usinas Hidrelétricas*

$$\bar{h}_{i,j,s,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \underline{H}_{i,j} \cdot \theta_{s,l}) \quad (2.15)$$

$$\bar{h}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \bar{H}_{i,j} \cdot \theta_{s,l}) \quad (2.16)$$

$$\tilde{h}_{i,j,s,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \underline{H}_{i,j} \cdot \theta_{s,l}) \quad (2.17)$$

$$\tilde{h}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xh_{i,j}^p \cdot \bar{H}_{i,j} \cdot \theta_{s,l}) \quad (2.18)$$

$$\forall (i, j, k, s, l) \in \{I_e, J_i^H, K, S, \mathcal{L}\}$$

$$\bar{g}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xg_{i,j}^p \cdot \bar{G}_{i,j} \cdot \theta_{s,l}) \quad (2.19)$$

$$\tilde{g}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} (xg_{i,j}^p \cdot \bar{G}_{i,j} \cdot \theta_{s,l}) \quad (2.20)$$

$$\forall (i, j, k, s, l) \in \{I_e, J_i^E, K, S, \mathcal{L}\}$$

#### *Limites de Geração de Energia das Usinas Hidrelétricas*

$$\sum_{l \in \mathcal{L}} \bar{h}_{i,j,s,l}^k + \sum_{l \in \mathcal{L}} \bar{g}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left[ (xh_{i,j}^p \cdot \bar{E}_{i,j}^h + xg_{i,j}^p \cdot \bar{E}_{i,j}^{hc}) \cdot \mathcal{F}_{i,s}^h \cdot \sum_{l \in \mathcal{L}} \theta_{s,l} \right] \quad (2.21)$$

$$\sum_{l \in \mathcal{L}} \tilde{h}_{i,j,s,l}^k + \sum_{l \in \mathcal{L}} \tilde{g}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left[ (xh_{i,j}^p \cdot \tilde{E}_{i,j}^h + xg_{i,j}^p \cdot \tilde{E}_{i,j}^{hc}) \cdot \mathcal{F}_{i,s}^h \cdot \sum_{l \in \mathcal{L}} \theta_{s,l} \right] \quad (2.22)$$

$$\forall (i, j, k, s, l) \in \{I_e, J_i^H \cup J_i^E, K, S, \mathcal{L}\}$$

*Limites de Potência das Usinas Termelétricas*

$$\bar{t}_{i,j,s,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \underline{T}_{i,j} \cdot \theta_{s,l} \right) \quad (2.23)$$

$$\bar{t}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \bar{T}_{i,j} \cdot \theta_{s,l} \right) \quad (2.24)$$

$$\tilde{t}_{i,j,s,l}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \underline{T}_{i,j} \cdot \theta_{s,l} \right) \quad (2.25)$$

$$\tilde{t}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \bar{T}_{i,j} \cdot \theta_{s,l} \right) \quad (2.26)$$

$$\forall (i, j, k, s, l) \in \{I_e, J_i^T, K, S, \mathcal{L}\}$$

*Limites de Geração de Energia das Usinas Termelétricas*

$$\sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ s \in S}} \bar{t}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \bar{E}_{i,j}^t \cdot \sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ s \in S}} \theta_{s,l} \right) \quad (2.27)$$

$$\sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ s \in S}} \tilde{t}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \tilde{E}_{i,j}^t \cdot \sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ s \in S}} \theta_{s,l} \right) \quad (2.28)$$

$$\forall (i, j, k) \in \{I_e, J_i^T, K\}$$

*Limites de Geração de Energia das Usinas Termelétricas com Perfil Sazonal*

$$\sum_{l \in \mathcal{L}} \bar{t}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \bar{E}_{i,j}^t \cdot \mathcal{F}_{i,j,s}^t \cdot \sum_{l \in \mathcal{L}} \theta_{s,l} \right) \quad (2.29)$$

$$\sum_{l \in \mathcal{L}} \tilde{t}_{i,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xt_{i,j}^p \cdot \tilde{E}_{i,j}^t \cdot \mathcal{F}_{i,j,s}^t \cdot \sum_{l \in \mathcal{L}} \theta_{s,l} \right) \quad (2.30)$$

$$\forall (i, j, k, s) \in \{I_e, \tilde{J}_i^T, K, S\}$$

*Limites de Fluxo das Interligações*

$$\bar{z}_{i,z,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xz_{i,z,j}^p \cdot \bar{Z}_{i,z,j} \cdot \theta_{s,l} \right) \quad (2.31)$$

$$\tilde{z}_{i,z,j,s,l}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xz_{i,z,j}^p \bar{z}_{i,z,j} \cdot \theta_{s,l} \right) \quad (2.32)$$

$$\forall (i, z, j, k, s, l) \in \{I_e, \Omega_i^{EL}, J_i^I, K, S, \mathcal{L}\}$$

*Limites de Importação das Usinas a GNL*

$$\sum_{s \in S} \bar{ign}_{i,j,s}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xgnl_{i,j}^p \cdot \overline{Ipg}_{i,j}^{\max} \right) \quad (2.33)$$

$$\sum_{s \in S} \bar{ign}_{i,j,s}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xgnl_{i,j}^p \cdot \underline{Ipg}_{i,j}^{\min} \right) \quad (2.34)$$

$$\sum_{s \in S} \tilde{ign}_{i,j,s}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xgnl_{i,j}^p \cdot \overline{Ipg}_{i,j}^{\max} \right) \quad (2.35)$$

$$\sum_{s \in S} \tilde{ign}_{i,j,s}^k \geq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xgnl_{i,j}^p \cdot \underline{Ipg}_{i,j}^{\min} \right) \quad (2.36)$$

$$\forall (i, k) \in \{I_g, K\}$$

*Limites de Fluxo dos Gasodutos*

$$\bar{F}_{i,z,j,s}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xgas_{i,z,j}^p \cdot \overline{Fg}_{i,z,j}^{\max} \right) \quad (2.37)$$

$$\tilde{F}_{i,z,j,s}^k \leq \sum_{p=1,\dots,k} \left( xgas_{i,z,j}^p \cdot \overline{Fg}_{i,z,j}^{\max} \right) \quad (2.38)$$

$$\forall (i, z, j, k, s) \in \{I_g, \Phi_i^{Gn}, J_{i,z}^{Gn}, K, S\}$$

onde:

$I_e$	conjunto de subsistemas elétricos;
$I_g$	conjunto de subsistemas de gás natural;
$K$	conjunto de períodos de tempo no horizonte de planejamento;
$S$	conjunto de estações sazonais;
$\mathcal{L}$	conjunto dos patamares de carga que compõem a curva de demanda de energia elétrica;
$\mathcal{D}$	conjunto dos patamares da curva de custo de déficit de energia elétrica;
$\mathcal{D}_g$	conjunto dos patamares da curva de custo de déficit de suprimento de gás natural;
$J_i^{HP}$	conjunto de projetos candidatos de usinas hidrelétricas no subsistema $i$ ;

$J_i^H$	conjunto de usinas hidrelétricas existentes e projetos candidatos no subsistema $i$ , sendo que $J_i^{HP} \subseteq J_i^H$ ;
$J_i^{EP}$	conjunto de projetos candidatos de expansão complementar de usinas hidrelétricas existentes no subsistema $i$ ;
$J_i^E$	conjunto de usinas hidrelétricas existentes no subsistema $i$ , com expansão complementar, sendo que $J_i^E \subseteq J_i^H$ ;
$J_i^{TP}$	conjunto de projetos candidatos a usinas termelétricas no subsistema $i$ ;
$J_i^T$	conjunto de usinas termelétricas existentes e projetos candidatos no subsistema $i$ , sendo que $J_i^{TP} \subseteq J_i^T$ ;
$\check{J}_i^T$	conjunto das usinas termelétricas existentes e projetos candidatos no subsistema $i$ , que possuem fatores de sazonalidade de geração próprios como usinas termelétricas movidas a bagaço de cana, sendo $\check{J}_i^T \subseteq J_i^T$ ;
$J_{i,z}^{IP}$	conjunto de projetos candidatos de interligações entre os subsistemas elétricos $i$ e $z$ ;
$J_{i,z}^I$	conjunto de interligações existentes e projetos candidatos entre os subsistemas elétricos $i$ e $z$ , sendo que $J_{i,z}^{IP} \subseteq J_{i,z}^I$ ;
$\Omega_i^{EL}$	conjunto de subsistemas elétricos vizinhos ao subsistema elétrico $i$ ;
$J_i^{GnlP}$	conjunto de projetos candidatos de instalações para importação de GNL no subsistema de gás natural $i$ ;
$J_i^{Gnl}$	conjunto de instalações existentes e projetos candidatos para importação de GNL no subsistema $i$ , sendo que $J_i^{GnlP} \subseteq J_i^{Gnl}$ ;
$J_{i,z}^{GnP}$	conjunto de projetos candidatos de gasodutos entre os subsistemas de gás natural $i$ e $z$ ;
$J_{i,z}^{Gn}$	conjunto de gasodutos existentes e projetos candidatos que ligam o subsistema de gás natural $i$ ao subsistema $z$ , sendo que $J_{i,z}^{GnP} \subseteq J_{i,z}^{Gn}$ ;
$\Phi_i^{Gn}$	conjunto de subsistemas de gás natural vizinhos ao subsistema de gás natural $i$ ;
$J_i^{TG}$	conjunto de usinas termelétricas a gás natural localizadas no subsistema de gás natural $i$ ;
$\tau$	taxa de desconto monetário entre períodos;
$De_{i,s,l}^k$	demanda de potência (MWmed) a ser atendida no subsistema elétrico $i$ , no patamar de carga $l$ , da estação $s$ , do período $k$ ;
$\theta_{s,l}$	duração do patamar de carga $l$ , na estação $s$ ;
$\delta_{i,l,d}^k$	custo de déficit no patamar de déficit $d$ , do subsistema elétrico $i$ , no patamar de demanda elétrica $l$ , durante o período $k$ ;
$\phi h_{i,j}^k$	custo de investimento do projeto candidato a potência inicial $j$ no subsistema $i$ , no período $k$ ;
$\phi g_{i,j}^k$	custo de investimento do projeto candidato à expansão complementar $j$ no subsistema $i$ , no período $k$ ;
$\underline{H}_{i,j}(\bar{H}_{i,j})$	potência hidrelétrica mínima(máxima) da usina $j$ , do subsistema $i$ ;
$\bar{G}_{i,j}$	potência de expansão complementar máxima da usina $j$ , do subsistema $i$ ;
$\bar{E}_{i,j}^h(\tilde{E}_{i,j}^h)$	energia firme (média), em MWmed, produzida pela usina $j$ do subsistema $i$ em condição de hidrologia crítica (média);
$\bar{E}_{i,j}^{hc}(\tilde{E}_{i,j}^{hc})$	energia firme (média), em MWmed, associada a expansão complementar da usina $j$ do subsistema $i$ em condição de hidrologia crítica (média). Ressalta-se, no que se refere à energia firme, que a expansão complementar apenas agrega energia firme a usina caso a mesma ainda não tenha atingido sua potência de base.
$\mathcal{F}_{i,s}^h$	fator de sazonalidade da geração hidrelétrica no subsistema $i$ e estação

	$s$ , satisfazendo $\frac{1}{ S } \cdot \sum_{s \in S} \mathcal{F}_{i,s}^h = 1$ ;
$\phi t_{i,j}^k$	custo de investimento do projeto candidato $j$ , do subsistema $i$ , no período $k$ ;
$\underline{T}_{i,j}(\bar{T}_{i,j})$	potência mínima (máxima) da usina termelétrica $j$ , do subsistema $i$ ;
$\bar{F}(c_j)(\tilde{F}(c_j))$	fator de participação térmico em condição de hidrologia crítica (média) da usina $j$ (cujo custo de operação é $c_j$ );
$\bar{E}_{i,j}^t$	valor esperado (MWmed) da disponibilidade de geração da usina $j$ , do subsistema $i$ , na condição de hidrologia crítica dada por $[\bar{F}(c_j) \cdot \bar{T}_{i,j} + (1 - \bar{F}(c_j)) \cdot \underline{T}_{i,j}]$ ;
$\tilde{E}_{i,j}^t$	valor esperado (MWmed) da disponibilidade de geração da usina $j$ , do subsistema $i$ , na condição de hidrologia média dada por $[\tilde{F}(c_j) \cdot \bar{T}_{i,j} + (1 - \tilde{F}(c_j)) \cdot \underline{T}_{i,j}]$ ;
$\mathcal{F}_{i,j,s}^t$	fator de sazonalidade para a usina termelétrica $j \in J_i^T$ , do subsistema elétrico $i$ , na estação sazonal $s$ , satisfazendo $\frac{1}{ S } \cdot \sum_{s \in S} \mathcal{F}_{i,s}^h = 1$ ;
$\gamma_{i,j}^k$	custo unitário de produção da termelétrica $j$ , do subsistema $i$ , durante o período $k$ ;
$\mathcal{F}_{i,j}^{eg}$	fator de conversão de energia elétrica (MWh) para volume de gás natural (Mm3), consumido na usina termelétrica a gás natural $j$ , localizada no subsistema de gás natural $i$ ;
$S_e(i,j)$	função que identifica o subsistema elétrico ao qual pertence a usina termelétrica $j$ , localizada no subsistema de gás natural $i$ ;
$\phi z_{i,z,j}^k$	custo de investimento do projeto candidato $j$ , conectando os subsistemas elétricos $i$ e $z$ , no período $k$ ;
$\bar{Z}_{i,z,j}$	capacidade máxima da interligação $j$ , entre os subsistemas $i$ e $z$ ;
$\eta_{i,z,j}^k$	eficiência da interligação $j$ , entre os subsistemas $i$ e $z$ , durante o período $k$ ;
$Dg_{i,s}^k$	demanda de gás natural para outros usos (demanda não termelétrica), no subsistema de gás natural $i$ , na estação $s$ , no período $k$ ;
$\mu_{i,d_g}^k$	custo de déficit de gás natural de profundidade $d_g$ , no subsistema de gás natural $i$ , durante o período $k$ ;
$\phi_i^k$	custo de produção/extração de gás natural, no subsistema de gás natural $i$ , no período $k$ ;
$\underline{Pg}_{i,k}^{min}(\overline{Pg}_{i,k}^{max})$	extração mínima (máxima) de gás natural, no subsistema $i$ , no período $k$ ;
$\phi gnl_{i,j}^k$	custo de investimento do projeto de instalação da unidade de importação de GNL $j$ , no subsistema $i$ , no período $k$ ;
$\underline{Ipg}_{i,k}^{min}(\overline{Ipg}_{i,k}^{max})$	volume mínimo (máximo) de importação de GNL na unidade de regaseificação $j$ , do subsistema $i$ ;
$\psi_{i,j}^k$	custo de importação e regaseificação de GNL da instalação $j$ , do subsistema de gás natural $i$ , no período $k$ ;
$\phi gas_{i,z,j}^k$	custo de investimento do gasoduto $j$ , conectando os subsistemas de gás natural $i$ e $z$ , no período $k$ ;
$\overline{Fg}_{i,z,j}^{max}$	fluxo máximo de gás natural transportado no gasoduto $j$ , conectando os subsistemas $i$ e $z$ ;
$\rho_{i,z,j}^k$	eficiência do transporte de gás natural no gasoduto $j$ , conectando os subsistemas $i$ e $z$ , durante o período $k$ ;
$\xi_{i,z,j}^k$	custo de operação do gasoduto $j$ , conectando os subsistemas $i$ e $z$ , durante o período $k$ ;
$\tilde{W}_{i,s,l,d}^k \in \mathbb{R}_+$	déficit de energia elétrica de patamar de déficit $d$ , no subsistema $i$ , no patamar de carga $l$ , na estação $s$ , durante o período $k$ , em condição de

$xh_{i,j}^k \in \{0,1\}$	hidrologia média; projeto candidato a potência inicial da usina hidrelétrica $j$ , do subsistema elétrico $i$ , no período $k$ . O valor unitário significa construir o projeto, e o valor nulo significa não construir;
$\bar{h}_{i,j,s,l}^k(\tilde{h}_{i,j,s,l}^k) \in \mathbb{R}_+$	produção hidrelétrica referente a potência inicial da usina $j$ do subsistema elétrico $i$ , no patamar de carga $l$ da estação $s$ do período $k$ , em condição de hidrologia crítica (média);
$xg_{i,j}^k \in \{0,1\}$	projeto candidato a expansão complementar da usina hidrelétrica $j$ , do subsistema elétrico $i$ , no período $k$ . O valor unitário significa construir o projeto, e o valor nulo significa não construir;
$\bar{g}_{i,j,s,l}^k(\tilde{g}_{i,j,s,l}^k) \in \mathbb{R}_+$	produção hidrelétrica devido a expansão complementar da usina $j$ , do subsistema elétrico $i$ , no patamar de carga $l$ , da estação $s$ , do período $k$ , em condição de hidrologia crítica (média);
$xt_{i,j}^k \in \{0,1\}$	projeto candidato a usina termelétrica $j$ , do subsistema $i$ , no período $k$ . O valor unitário significa construir o projeto, e o valor nulo significa não construir;
$\bar{t}_{i,j,s,l}^k(\tilde{t}_{i,j,s,l}^k) \in \mathbb{R}_+$	produção da usina termelétrica $j$ , subsistema $i$ , no patamar de carga $l$ , na estação $s$ , durante o período $k$ , em condição de hidrologia crítica (média);
$xz_{i,z,j}^k \in \{0,1\}$	projeto candidato de interligação $j$ , que conecta os subsistemas elétricos $i$ e $z$ , no período $k$ . O valor unitário significa construir o projeto, e o valor nulo significa não construir;
$\bar{z}_{i,z,j,s,l}^k(\tilde{z}_{i,z,j,s,l}^k) \in \mathbb{R}_+$	fluxo de energia na interligação $j$ , do subsistema $i$ para o subsistema $z$ , no patamar de carga $l$ , da estação $s$ , do período $k$ , em condição de hidrologia crítica (média);
$\bar{U}g_{i,s}^k(\tilde{U}g_{i,s}^k) \in \mathbb{R}_+$	produção de gás natural no subsistema $i$ , no período $k$ , na estação $s$ , em condição de hidrologia crítica (média);
$\bar{W}g_{i,s,d_g}^k(\tilde{W}g_{i,s,d_g}^k) \in \mathbb{R}_+$	déficit de suprimento de gás natural de profundidade $d_g$ , no subsistema de gás natural $i$ , estação $s$ , no período $k$ , em condição de hidrologia crítica (média);
$xgnl_{i,j}^k \in \{0,1\}$	projeto candidato de instalação da unidade de importação de GNL $j$ , no subsistema de gás natural $i$ , no período $k$ . O valor unitário significa construir o projeto, e o valor nulo significa não construir;
$\bar{I}gnl_{i,j,s}^k(\tilde{I}gnl_{i,j,s}^k) \in \mathbb{R}_+$	quantidade importada/regaseificada de GNL na instalação $j$ , do subsistema de gás natural $i$ , na estação $s$ , do período $k$ , em condição de hidrologia crítica (média);
$xgas_{i,z,j}^k \in \{0,1\}$	projeto candidato de gasoduto $j$ , conectando os subsistemas de gás natural $i$ e $z$ , no período $k$ . O valor unitário significa construir o projeto, e o valor nulo significa não construir;
$\bar{F}_{i,z,j,s}^k(\tilde{F}_{i,z,j,s}^k) \in \mathbb{R}_+$	fluxo de gás natural através do gasoduto $j$ , conectando o subsistema de gás natural $i$ ao subsistema $z$ , na estação $s$ do período $k$ , em condição de hidrologia crítica (média);

### 2.3.2 Método de Resolução do Problema

A complexidade do problema representado no MELP é confirmada pelo acoplamento entre variáveis binárias e contínuas, através das equações de atendimento à demanda e de limites operativos. No entanto, devido a representação simplificada do subproblema de operação, o problema pode ser resolvido de forma direta através de um algoritmo

Branch-and-Cut (WOLSEY, 1998), usando o pacote computacional CPLEX, em conjunto com heurísticas que possibilitam encontrar uma solução inteira viável de boa qualidade; ou através de uma metodologia baseada no algoritmo Branch-and-Price (SABÓIA e LUCENA, 2011).

## **2.4 Modelo de Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos - NEWAVE**

Em 1991, o CEPEL propôs a aplicação da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para determinar a alocação ótima dos recursos hidrelétricos e termelétricos no planejamento da operação de longo e médio prazos (PEREIRA e PINTO, 1991). Em 1993, o algoritmo de PDDE foi estendido para considerar as correlações temporais e espaciais das afluições aos reservatórios (MACEIRA, 1993). Isto levou a consideração de uma outra variável de estado, a tendência hidrológica, em adição ao nível de armazenamento, implicando assim na reformulação das equações dos tão conhecidos cortes de Benders. Naquele ano o CEPEL também começou a implementação do algoritmo PDDE que resultou no programa computacional NEWAVE (MACEIRA *et al.*, 2002, 2008, 2018 e 2019a) para resolver o problema de coordenação hidrotérmica para o sistema brasileiro.

O NEWAVE integra a cadeia de modelos de otimização para estabelecimento do despacho energético e precificação da energia no mercado atacadista (MACEIRA *et al.*, 2002) e vem sendo utilizado em estudos oficiais do setor elétrico brasileiro desde 1998, por ocasião dos chamados “contratos iniciais” para alinhar os contratos vigentes à época com o marco regulatório recém estabelecido. E desde o ano de 2000, vem sendo a ferramenta oficial adotada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para resolver o problema de coordenação hidrotérmica de médio prazo, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para determinação do preço spot de energia elétrica. É também a ferramenta oficial adotada pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia, para os estudos de planejamento de curto prazo da expansão da geração. Além disso, o NEWAVE compõe o conjunto de modelos utilizado no cálculo das Garantias Físicas das usinas do sistema, assim como também compõe o conjunto de modelos utilizados no cálculo do

Índice Custo Benefício (ICB) das usinas termelétricas participantes dos leilões públicos de energia.

No modelo NEWAVE, o problema de planejamento da operação é representado como um problema de programação linear estocástico multi-estágio. Sua função objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o período de planejamento considerando mecanismos de aversão a risco (DINIZ *et al.*, 2012, SHAPIRO *et al.*, 2013, MACEIRA *et al.*, 2014), dado um estado inicial do sistema (armazenamento e tendência hidrológica). Custos de combustível das usinas termelétricas e penalidades para o não atendimento ao mercado consumidor compõem o custo de operação. A solução deste problema resulta em uma estratégia operativa que, para cada estágio do período de planejamento, dado o estado inicial do sistema no estágio, produz metas de geração de energia e de intercâmbios entre subsistemas.

No NEWAVE, os vários reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema podem ser agregados em reservatórios equivalentes de energia (REEs) (TERRY *et al.*, 2004b) ou representados por meio de uma modelagem híbrida, permitindo que as usinas hidrelétricas sejam representadas individualmente, em todo ou em parte do seu horizonte de planejamento (MACEIRA *et al.*, 2019a e 2019b). Esta nova abordagem híbrida tira proveito de ambas as modelagens, sem aumentar demasiadamente o esforço computacional, pela consideração dos benefícios de uma representação individual das usinas hidrelétricas no horizonte mais próximo à tomada de decisão operacional, e de tantos REEs quantos forem necessários para representar a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, nos estágios temporais posteriores. Por sua vez, o estado do sistema inclui a energia armazenada dos reservatórios equivalentes e informações da "tendência hidrológica", por exemplo, as últimas  $p$  energias naturais afluentes de cada reservatório, individual ou equivalente.

Para resolver o problema de programação linear estocástico multi-estágio, o NEWAVE utiliza o algoritmo de PDDE (PEREIRA *et al.*, 1991, MACEIRA, 1993). Após o cálculo da estratégia de operação, é realizada uma simulação final adotando outros 2000 cenários hidrológicos. A partir dos resultados desta simulação final são produzidas estatísticas (valores esperados, desvio padrão, distribuições de frequências, etc) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre os quais, custo total

de operação, custo marginal de operação, risco de déficit, déficit de energia, geração hidrelétrica e térmica, vertimentos, etc (MACEIRA *et al.*, 2002, MACEIRA *et al.*, 2016).

### 2.4.1 Formulação Matemática

O problema de programação linear estocástica multi-estágio implementado no NEWAVE é descrito através das expressões (2.39) a (2.61), para reservatórios equivalentes.

#### Função objetivo

$$\begin{aligned}
z_t = \min & \sum_{m=1}^{NSBM} \left( \sum_{c=1}^{NPMC} \left( \sum_{iclt=1|LAG_{iclt}=0}^{NCLT_m} CTERM_{t,iclt} \cdot GT_{t,iclt,c} + \right) \right) + \\
& \sum_{m=1}^{NSBM} \left( \sum_{c=1}^{NPMC} \left( \sum_{ilag=1}^{LAGMAX} \sum_{iclt=1|LAG_{iclt}=ilag}^{NCLT_m} CTERM_{t+ilag,iclt} \cdot GT_{t+ilag,iclt,c} + \sum_{idef=1}^{NPDF} CDEF_{t,m,idef} \cdot DEF_{t,m,idef,c} \right) \right) \\
& + \sum_{i=1}^{NREE} \sum_{c=1}^{NPMC} p^{GHMIN} \delta_{t,i,c}^{GHMIN} + \sum_{i=1}^{NREE} p^{EARM} \delta_{t,i}^{EARM} + \sum_{i=1}^{NREE} p^{DESV} (\delta_{t,i}^{DSVC} + \delta_{t,i}^{DSVF}) \\
& + \sum_{i=1}^{NREE} (p_1^{EVMIN} \delta_{i,1}^{EVMIN} + p_2^{EVMIN} \delta_{i,2}^{EVMIN}) + \sum_{c=1}^{NPMC} \sum_{mo=1}^{NNSBM} \sum_{md=1}^{NNSBM} p^{intmin} \delta_{t,mo,md,c}^{INTMIN} + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}
\end{aligned} \tag{2.39}$$

#### Restrições

*Equação de atendimento à demanda de cada subsistema m, para cada patamar de carga c, por estágio t*

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{NREE_m} (GHC_{t,i,c} + FPENG_{t,c} \cdot GFIO_{t,i}) + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} GT_{t,iclt,c} + \sum_{idef=1}^{NPDF} DEF_{t,m,idef,c} \\
& + \sum_{j=1, j \neq m}^{NSBM} [INT_{t,j,m,c} - INT_{t,m,j,c}] - EXC_{t,m,c} \\
& = MERC_{t,m,c} + CADIC_{t,m,c} \\
& - \left( SUBMOT_{t,m} + PQUSI_{t,m} + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} GTMIN_{t,m,iclt} \right) \cdot FPENG_{t,c} \\
& - \sum_{l=1}^{LAGMAX} SGT_{t-l,m,c}
\end{aligned} \tag{2.40}$$

*Equação de balanço hídrico controlável por estágio t para cada REE i*

$$\begin{aligned} ARM_{t+1,i} + \sum_{c=1}^{NPMC} GHC_{t,i,c} + EVERT_{t,i} - D SVC_{t,i} \\ = EARM_{t,i} + FC_{t,i}(EARM_{t,i}) \cdot EC_{t,i} - EVAP_{t,i}(EARM_{t,i}) - D SVC_{t,i} \end{aligned} \quad (2.41)$$

*Equação de balanço hídrico a fio d'água por estágio t para cada REE i*

$$GFIO L_{t,i} + PERDA F_{t,i} + D SV F_{t,i,c} = EFIO B_{t,i} \quad (2.42)$$

*Geração hidráulica mínima por estágio t para cada REE i e patamar de carga c*

$$GHC_{t,i,c} + GFIO L_{t,i} \cdot FPENG_{t,c} + \delta_{t,j,c}^{GHMIN} \geq GHMIN_{t,i,c} \quad (2.43)$$

*Geração hidráulica máxima por estágio t para cada REE i e patamar de carga c*

$$GHC_{t,i,c} + GFIO L_{t,i} \cdot FPENG_{t,c} \leq GHMAX_{t,i}(EARM_{t,i}) \cdot FPENG_{t,c} \quad (2.44)$$

*Perdas a fio d'água por estágio t para cada REE i*

$$PERDA F_{t,i} + \alpha_{t,i,1}^{PFIO} \cdot D SV F_{t,i,c} \geq \alpha_{t,i,1}^{PFIO} \cdot EFIO B_{t,i} + b_{t,i,1}^{PFIO} \quad (2.45)$$

$$PERDA F_{t,i} + \alpha_{t,i,2}^{PFIO} \cdot D SV F_{t,i,c} \geq \alpha_{t,i,2}^{PFIO} \cdot EFIO B_{t,i} + b_{t,i,2}^{PFIO} \quad (2.46)$$

$$PERDA F_{t,i} + \alpha_{t,i,3}^{PFIO} \cdot D SV F_{t,i,c} \geq \alpha_{t,i,3}^{PFIO} \cdot EFIO B_{t,i} + b_{t,i,3}^{PFIO} \quad (2.47)$$

$$PERDA F_{t,i} \geq 0 \quad (2.48)$$

*Limites de armazenamento de cada reservatório equivalente i, por estágio t*

$$EARM_{t+1,i} \leq EARMXVE_{t,i} \quad (2.49)$$

*Armazenamento mínimo operativo por estágio*

$$EARM_{t+1,i} + \delta_{t,i}^{EARM} \geq CAR_{t,i} \quad (2.50)$$

*Desvio de água para outros usos por estágio t para cada REE i*

$$D SVC_{t,i} + \delta_{t,i}^{D SVC} = M_{t,i}^{D SVC} \quad (2.51)$$

$$D SV F_{t,i} + \delta_{t,i}^{D SV F} = M_{t,i}^{D SV F} \quad (2.52)$$

*Deplecionamento mínimo por estágio t para cada REE i*

$$\sum_{c=1}^{NPMC} GHC_{t,i,c} + EVERT_{t,i} + \delta_{i,1}^{EVMIN} + \delta_{i,2}^{EVMIN} \geq \phi \cdot M_{t,i,1}^{EVMIN}(EARM_{t,i}) + (1 - \phi) \cdot M_{t,i,1}^{EVMIN}(EARM_{t,i}) \quad (2.53)$$

$$0 \leq \delta_{i,1}^{EVMIN} \leq (1 - \phi) \cdot M_{t,i,2}^{EVMIN}(EARM_{t,i}) \quad (2.54)$$

$$\delta_{i,2}^{EVMIN} \geq 0 \quad (2.55)$$

*Limite máximo de geração de cada usina térmica j, por estágio t*

$$0 \leq \sum_{c \in NPC} GT_{t,c,j} \leq \bar{G}T_{t,j} \quad (2.56)$$

*Fluxo nas interligações do subsistema i que não tem carga e nem usinas, por estágio t*

$$\sum_{j=1, j \neq i}^{NSBM} [INT_{t,j,i,c} - INT_{t,i,j,c}] = 0 \quad (2.57)$$

*Limite mínimo de intercâmbio entre os subsistemas i e j por estágio t e patamar de carga c*

$$INT_{t,i,j,c} + \delta_{t,i,j,c}^{INTMIN} \geq INTMIN_{t,i,j,c} \quad (2.58)$$

*Agrupamento de intercâmbio por estágio t em cada patamar de carga c*

$$\sum_{p=1}^{NINT_a} k_{a,p} \cdot INT_{t,i_p,j_p,c} \leq LIMAGP_{a,c} \quad (2.59)$$

*Somatório da geração térmica antecipada por estágio t em cada patamar de carga c*

$$SGT_{t+lag,i,lag,c} - \sum_{iclt=1 | LAG_i=lag}^{NCLT_i} GT_{t+lag,i,iclt,c} = 0 \quad (2.60)$$

*Função de custo futuro*

$$\begin{aligned} \alpha_{t+1} \geq W^i + \sum_{j=1}^{NREE} & \left( (\pi_V^{j,i})_{t+1} \cdot EARM_{t+1}^i + (\pi_{EAF1}^{j,i})_{t+1} \cdot EAF_{i,t} + \dots \right. \\ & \left. + (\pi_{EAFp}^{j,i})_{t+1} \cdot EAF_{i,t-p+1} \right) \\ & + \sum_{l=1}^{LAGMAX} \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} \left( (\pi_{gnl}^{m,c,i})_{t+l} \cdot SGT_{t+l,m,c} \right) \end{aligned} \quad (2.61)$$

onde, para cada estágio  $t$ :

- $\alpha_t$  Valor esperado do custo total de operação do estágio  $t$  até o final do período de planejamento  $T$ , também chamado de função de custo futuro do estágio  $t$ ;
- $GHC_{t,i,c}$  Geração hidráulica controlável do reservatório equivalente  $i$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $GFIOL_{t,i}$  Geração hidráulica não controlável do reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$ ;
- $GT_{t,ict,c}$  Geração da classe térmica  $ict$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $INT_{t,j,m,c}$  Intercâmbio de energia do subsistema  $j$  para o subsistema  $m$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $DEF_{t,m,idef,c}$  Energia não suprida no subsistema  $m$ , para o patamar de déficit  $idef$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $EXC_{t,m,c}$  Excesso de energia associado à equação de atendimento à demanda do subsistema  $m$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $MERC_{t,m,c}$  Mercado de energia do subsistema  $m$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $CADIC_{t,m,c}$  Carga adicional do subsistema  $m$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $EARM_{t,i}$  Energia armazenada no reservatório equivalente  $i$  no início do estágio  $t$ ;
- $EARMXVE_{t,i}$  Energia armazenada máxima considerando volume de espera no reservatório equivalente  $i$  no estágio  $t$ ;
- $EAF_{i,t}$  Energia afluyente do subsistema  $i$ , no estágio  $t$ ;
- $FPENG_{t,c}$  Fator de ponderação da energia associada ao patamar de carga  $c$ ;
- $FC_{t,i}$  Fator de correção da energia controlável que é função da energia armazenada no início do estágio  $t$  no reservatório equivalente  $i$ ;
- $EC_{t,i}$  Energia afluyente controlável do reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$ ;
- $EVERT_{t,i}$  Energia vertida do reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$ ;
- $EVAP_{t,i}$  Energia evaporada no reservatório equivalente  $i$ ; Ela é função da energia armazenada no início do estágio  $t$ ;
- $DSVC_{t,i,c}$  Perda de energia controlável no reservatório equivalente  $i$ , no patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;
- $DSVF_{t,i,c}$  Perda de energia nas usinas à fio d'água no reservatório equivalente  $i$ , no patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$ ;

- $GHMAX_{t,i}$  Geração hidráulica máxima do reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $GHMIN_{t,i,c}$  Geração hidráulica mínima do reservatório equivalente  $i$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$  ;
- $SUBMOT_{t,m}$  Energia de submotorização do subsistema  $m$ , no estágio  $t$  ;
- $PQUSI_{t,m}$  Geração das não despachadas centralizadas do subsistema  $m$ , no estágio  $t$  ;
- $GTMIN_{t,iclt,c}$  Geração da classe térmica  $iclt$ , do subsistema  $m$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$  ; ;
- $SGT_{t-1,m,c}$  Geração térmica antecipada do subsistema  $m$ , para o patamar de carga  $c$ , definida no estágio  $t-1$  ;
- $PERDAF_{t,i}$  Perda de energia associadas às usinas à fio d'água no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $a_{t,i,k}^{PFIO}$  coeficiente angular da reta  $k$  para representar as perdas a fio d'água no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $b_{t,i,k}^{PFIO}$  termo independente da reta  $k$  que representa as perdas a fio d'água no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $CAR_{t,i}$  Curva guia de aversão a risco para o reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $\overline{GT}_{t,j}$  Geração térmica máxima da usina  $j$  ;
- $\delta_{t,i,c}^{GHMIN}$  Violação da restrição de geração hidráulica mínima no reservatório equivalente  $i$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$  ;
- $\delta_{t,i}^{EARM}$  Violação da restrição de armazenamento mínimo operativo no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $\delta_{t,i}^{DSVC}$  Violação da restrição de desvio de energia controlável no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $\delta_{t,i}^{DSVF}$  Violação da restrição de desvio de energia nas usinas à fio d'água no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $\delta_{t,i}^{EVMIN}$  Violação da restrição de vazão mínima no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $\delta_{t,i,j,c}^{INTMIN}$  Violação da restrição de intercâmbio mínimo do subsistema  $i$  para o subsistema  $j$ , para o patamar de carga  $c$ , no estágio  $t$  ;
- $M_{t,i}^{DSVC}$  meta de desvio controlável no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $M_{t,i}^{DSVF}$  meta de desvio fio no reservatório equivalente  $i$ , no estágio  $t$  ;
- $k_{a,b}$  fator específico para agrupamento de intercâmbio ;
- $LIMAGP_{a,b}$  limite de agrupamento de intercâmbio entre os subsistemas  $a$  e  $b$  ;

$\beta$	Taxa de desconto;
$CTERM_{t,iclt}$	Custo de geração da classe térmica $iclt$ no estágio $t$ ;
$CDEF_{t,m,idef}$	Custo de não atendimento à demanda de energia do subsistema $m$ e do patamar de déficit $idef$ no estágio $t$ ;
$p^{GHMIN}$	Penalidade por violação da restrição de geração hidráulica mínima;
$p^{EARM}$	Penalidade por violação da restrição de armazenamento mínimo operativo;
$p^{DESV}$	Penalidade por violação da restrição de retirada de água para outros usos;
$p^{INTMIN}$	Penalidade por violação da restrição de intercâmbio mínimo;
$NSBM$	Número de subsistemas;
$NREE$	Número de reservatórios equivalentes;
$NCLT_m$	Número de classes térmicas do subsistema $m$ ;
$NPMC$	Número de patamares de carga;
$NPDF$	Número de patamares de déficit;
$LAGMAX$	número máximo de períodos para antecipação térmica das usinas a GNL;
$\pi_V^{j,i}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada ao nível de energia armazenada no reservatório equivalente $k$ ;
$\pi_{EAFp}^{j,i}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada à energia afluyente nos estágios anteriores no reservatório equivalente $k$ ;
$\pi_{gnl}^{m,c,i}$	Multiplicador simplex ou variável dual associada antecipação térmica no subsistema $m$ , no patamar de carga $c$ ;
$W^i$	constante.

Mais recentemente, no âmbito desta tese, foram incorporadas o cálculo de emissões de gases de efeito estufa medidas em valores equivalentes de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>eq) e a consideração de limites máximos destas emissões. A seção 4.4.1 descreve como foi implementado o cálculo de emissões de GEE e as alterações na formulação do problema para a consideração dos limites máximos de emissões.

## 2.4.2 Estratégia de Solução do Problema

No NEWAVE, o horizonte de planejamento é discretizado em base mensal e, em cada estágio, as energias naturais afluentes aos reservatórios equivalentes são obtidas através

de um modelo auto-regressivo periódico de ordem  $p$  (PAR ( $p$ )), o qual representa a afluência de um mês através da combinação linear das afluências dos  $p$  meses anteriores e de uma componente aleatória (MACEIRA e BEZERRA, 1997). Antes de efetivamente resolver o problema de planejamento de operação, o modelo precisa definir um conjunto de possíveis realizações da componente aleatória. O conjunto de todas as possíveis realizações da componente aleatória ao longo do período de planejamento pode ser representado por uma árvore de cenários, sobre a qual o processo de otimização será aplicado.

O algoritmo PDDE implementado no modelo NEWAVE adota o seguinte método de amostragem de cenários:

- Amostra Backward: para cada estágio e iteração, é dado o conjunto de componentes aleatórias que serão utilizados nos problemas de programação linear da simulação Backward para produzir um corte médio.
- Amostra Forward: um subconjunto de cenários é amostrado a partir da árvore completa. No NEWAVE, o número de cenários e os cenários propriamente ditos não são alterados ao longo do processo iterativo.

No algoritmo PDDE aplicado para resolver o problema de programação linear estocástico multi-estágio é necessário definir e calcular os cortes de Benders. O processo iterativo é composto por duas etapas principais que podem ser realizadas em qualquer ordem:

- Recursão Backward: Executa uma simulação recursiva. Esta etapa tem como objetivo a produção de cortes de Benders, a partir dos problemas duais, que serão utilizados para aprimorar a aproximação da função de custo futuro de cada estágio.
- Simulação Forward: Executa uma simulação direta, resolvendo um conjunto de problemas de programação linear para cada estágio. Seu objetivo é produzir sequências viáveis de operação do sistema. A média dos custos operativos ao longo de todas as sequências resulta no valor esperado do custo total de operação. Ao final de cada simulação Forward a convergência do algoritmo PDDE é avaliada.

Quando o processo de construção da função de custo futuro é finalizado, o modelo NEWAVE realiza uma simulação final adotando outros 2000 cenários hidrológicos. A partir dos resultados desta simulação final são produzidas estatísticas (valores esperados, desvio padrão, distribuições de frequências, etc) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre os quais, custo total de operação, custo marginal de operação, risco de déficit, déficit de energia, geração hidrelétrica e térmica, vertimentos, etc.

## 3 Análise de Decisão com Múltiplos Critérios

### 3.1 Introdução

Todos os dias, ficamos diante de situações nas quais precisamos tomar decisões que, em sua maioria, são simples como, por exemplo, qual roupa vestir naquele dia, ou qual itinerário seguir para chegar ao trabalho, ou qual restaurante almoçar, etc. Estas decisões são fáceis, possuem uma quantidade de critérios que podem ser avaliados pela mente humana e, no caso de terem consequências não desejáveis, podem ser remediadas no curto prazo. No entanto, existem decisões que são mais complexas onde os critérios a serem considerados são conflitantes, ou o número de critérios que devem ser analisados é grande, ou são decisões que precisam ser tomadas em grupo no qual os interesses dos integrantes são conflitantes, ou suas consequências podem afetar muitas pessoas. Além disso, tais critérios podem, ainda, ser de naturezas distintas como, por exemplo, custo, distância, qualidade, que são expressos em diferentes métricas (BELTON e STERWART, 2002).

Para auxiliar as decisões em tais situações podemos utilizar a Análise de Decisão com Múltiplos Critérios (ADMC). De acordo com FIGUEIRA *et al.* (2005), esta abordagem está fortemente relacionada à forma como as pessoas tomam decisões, considerando de forma explícita os prós e contras de diversos pontos de vista. Neste sentido, em ADMC não há uma “resposta certa” ou uma solução ótima como nos problemas onde se considera apenas um critério (ou objetivo), ou seja, não existe uma solução que minimize (ou maximize) todos os critérios (ou objetivos) ao mesmo tempo, pois, em geral, os múltiplos critérios (ou objetivos) são conflitantes. As soluções obtidas são, na verdade, soluções de compromisso entre os diversos critérios (ou objetivos), consistentes com as relações de preferências eduzidas do julgamento do decisor.

Outra característica importante da ADMC é que as avaliações realizadas durante o processo de decisão, dificilmente, serão objetivas. Nestas análises haverá sempre

alguma subjetividade, pois, a cada etapa do processo, deve-se considerar os julgamentos e os valores dos decisores (BELTON e STERWART, 2002).

Ressalta-se que a ADMC é uma ferramenta que pode ser utilizada tanto para recomendar uma solução, quanto para ajudar o decisor a conhecer melhor e estruturar o problema. Na literatura, são apresentados alguns procedimentos para a construção de modelos de ADMC como, por exemplo, em ROY e BOUYSSOU (1993), BELTON e STERWART (2002) e DE ALMEIDA (2013). Em todos estes procedimentos existem etapas associadas à identificação e à estruturação do problema. Entre as etapas que são comuns nestes modelos aparecem também a construção do modelo propriamente dita e o seu uso. As abordagens de ADMC se diferem nestas duas etapas em relação à sua natureza, aos seus requerimentos e em como o modelo é usado (BELTON e STERWART, 2002).

Assim, existe uma variedade de abordagens e metodologias para tratar problemas com múltiplos critérios. No entanto, independente do método utilizado, existem conceitos básicos e procedimentos que devem ser considerados na ADMC. Este capítulo tem como objetivo fazer uma apresentação sucinta dos principais conceitos associados a uma análise de decisão multicritério.

### **3.2 Conceitos Básicos de Apoio à Decisão Multicritério**

ROY (2005) aponta como elementos básicos de uma ADMC as *alternativas* de solução do problema, os *critérios* utilizados para avaliar e comparar as alternativas, e o tipo de problema de decisão ou *problemática* que se deseja resolver.

As *alternativas* (planos de ação, estratégias, ou opções, etc.) podem ser classificadas quanto a sua disponibilidade como explícitas, quando as alternativas são definidas ou identificadas a priori, ou como implícitas, quando elas não são definidas a priori, mas são expressas através de restrições na forma de funções matemáticas. O segundo grupo está associado à utilização de programação matemática multiobjetivo, sendo o conjunto destas alternativas classificado como conjunto contínuo de alternativas, mesmo quando

se considera programação inteira multiobjetivo (ANTUNES *et al.*, 2016). O conjunto de alternativas explícitas é dito conjunto de alternativas discretas.

Outro conceito importante é a *consequência* associada a cada alternativa. Em cada análise, o decisor busca, na verdade, escolher uma alternativa que se aproxima de uma consequência que lhe agrade. No caso da ADMC, a consequência de uma alternativa é dada pelo conjunto dos desempenhos desta nos critérios considerados. Estas consequências podem ser modeladas como variáveis determinísticas ou probabilísticas. No caso da existência de incertezas nas consequências, métodos que utilizam a Teoria da Utilidade Multiatributo (Multi-Attribute Utility Theory – MAUT) (KEENEY e RAIFFA, 1976) ou Teoria da Decisão (CAMPELLO DE SOUZA, 2007) têm sido aplicados, inclusive ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos (DUARTE, 2012). No entanto, a consideração de consequências probabilísticas estão fora do escopo desta tese.

Os *critérios* podem ser definidos como instrumentos utilizados para avaliar o desempenho das alternativas em relação aos objetivos do problema. Uma família de critérios deve ser construída coerentemente atendendo a alguns requisitos, dentre os quais ROY (2005) e DE ALMEIDA (2013) destacam a exaustão, os critérios devem representar todas as características do problema e a não redundância, ou seja, dois ou mais critérios não devem medir o mesmo fator. Um requisito importante para algumas abordagens multicritério, como a descrita em (KEENEY e RAIFFA, 1976), é a independência preferencial. Um critério  $x$  é independente de um critério  $y$ , se as relações de preferência em  $x$  não dependem dos valores dos desempenhos associados a  $y$ .

Em relação às *problemáticas* que podem ser resolvidas em uma ADMC, ROY e BOUYSSOU (1991, 1993) identificaram quatro tipos:

- Problemática da escolha (P. $\alpha$ ): destina-se a selecionar um pequeno subconjunto de alternativas, de tal forma que, seja possível selecionar uma única alternativa deste subconjunto;
- Problemática de classificação (P. $\beta$ ): destina-se a realizar a classificação das alternativas em classes ou categorias pré-definidas, e.g., excelentes, boas, regulares e péssimas;

- Problemática de ordenação (P. $\gamma$ ): destina-se a realizar a ordenação das alternativas, que pode ser completa ou parcial;
- Problemática da descrição (P. $\delta$ ): destina-se a realizar uma descrição do problema sem o intuito de realizar qualquer recomendação, ou seja, o objetivo é simplesmente identificar as alternativas de solução do problema, construir critérios adequados para avaliá-las e determinar os seus desempenhos com relação a vários de seus atributos.

BELTON e STERWART (2002) e DE ALMEIDA (2013) consideram ainda a *Problemática de portfólio* cujo objetivo é selecionar um subconjunto de alternativas de um conjunto maior de possibilidades, considerando não somente as suas características individuais, mas a forma como elas interagem e as sinergias positivas e negativas entre elas.

Para resolver as problemáticas apresentadas, exceto a de descrição, é preciso sintetizar as informações sobre os desempenhos das alternativas a partir de um procedimento de agregação. Por sua vez, esta agregação depende das preferências do decisor em relação às consequências das alternativas. A seção 3.3 descreve as principais relações de preferência, e a seção 3.4 apresenta as abordagens utilizadas para o procedimento de agregação.

### 3.3 Estrutura de Preferências

Uma estrutura de preferência pode ser definida como uma coleção de relações binárias, em um conjunto de elementos finitos  $A$ , tal que (ÖZTÜRK, 2005):

- para cada par de elementos  $a, b$  em  $A$ ; ao menos uma relação é satisfeita
- para cada par de elementos  $a, b$  em  $A$ ; se uma relação é satisfeita, uma outra não pode ser satisfeita.

As principais relações binárias, também chamadas de relações de preferência são (ROY e BOUYSSOU, 1993):

- Indiferença (I): corresponde à existência de razões claras e positivas que justifiquem uma equivalência entre dois elementos. A notação  $aIb$  significa que  $a$  é indiferente a  $b$ ;

- Preferência estrita (P): corresponde à existência de razões claras e positivas que justificam uma preferência significativa em favor de um (identificado) dos dois elementos. A notação  $aPb$  significa que  $a$  é estritamente preferível a  $b$ ;
- Preferência fraca (Q): corresponde à existência de razões claras e positivas que invalidam uma preferência estrita em favor de um (identificado) dos dois elementos, mas essas razões são insuficientes para deduzir uma preferência estrita a favor do outro ou uma indiferença entre os dois elementos. Portanto, neste caso, não é possível afirmar que uma das situações anteriores seja apropriada. A notação  $aQb$  significa que  $a$  tem preferência fraca sobre  $b$ ;
- Incomparabilidade (R): corresponde à ausência de razões claras e positivas que justifiquem uma das três relações de preferência anteriores. A notação  $aRb$  significa que  $a$  é incomparável a  $b$ .

A partir destas relações pode-se ainda definir algumas situações de preferência, tais como:

- Presunção de preferência (J): corresponde à existência de razões claras e positivas que justificam a preferência fraca, independente de quão fraca ela seja, em favor de um (identificado) dos dois elementos ou, no limite, a indiferença entre os dois, mas sem que haja separação significativa entre situações de preferência fraca e indiferença;
- Sobreclassificação (S): corresponde à existência de razões claras e positivas que justificam uma preferência ou uma presunção de preferência em favor de um (identificado) dos dois elementos, mas sem que seja estabelecida uma separação significativa entre as situações de preferência estrita, de preferência fraca e indiferença. A notação  $aSb$  significa que  $a$  sobreclassifica  $b$ , ou “ $a$  é pelo menos tão bom quanto  $b$ ”.

### 3.4 Procedimentos de Agregação

Em geral, a agregação dos desempenhos das alternativas é realizada por meio de um procedimento matemático explícito, embora possa ser realizada de forma implícita. As abordagens que utilizam o procedimento matemático explícito são classificadas em dois

grupos: (i) baseada em um critério de síntese; e (ii) baseada em relações de sobreclassificação (i.e, prevalência, subordinação ou superação).

Os métodos que utilizam a *abordagem de um critério de síntese*, geralmente, calculam um *score* (desempenho global) para cada alternativa a fim de utilizá-lo para determinar uma ordenação da melhor alternativa para a pior. A partir desta ordenação, extrai-se a recomendação para o problema analisado.

Nesta abordagem, as relações de preferência e de indiferença associadas às consequências das alternativas são transitivas, ou seja, para quaisquer três alternativas *a*, *b* e *c*, se *a* é preferível a *b* e *b* é preferível a *c*, então *a* é preferível a *c*. Por isso, esta abordagem não permite que haja incomparabilidade entre as alternativas. A estrutura de preferência utilizada nesta abordagem é composta pelas relações de preferência estrita (P) e indiferença (I).

Outra característica desta abordagem é que ela admite a compensação ou *trade-off* entre os critérios, ou seja, a “melhora” na avaliação de um determinado critério, só é possível se houver uma “piora” na avaliação de outro critério. Em consequência, os fatores (*pesos* ou *constantes de escala*) associados aos critérios para representar a preferência do decisor, podem ser considerados como taxas de substituição.

Alguns exemplos de métodos multicritério que utilizam esta abordagem, também chamados de métodos da Escola Americana, são MAUT (KEENEY e RAIFFA, 1976), SMART (EDWARDS e BARRON, 1994), AHP (SAATY, 1987, SAATY, 2005 e 2008) e MACBETH (BANA E COSTA e VANSNICK, 1994, 1997), *VIP Analysis* (DIAS e CLIMACO, 2000, CLIMACO e DIAS, 2006) e FITradeoff (DE ALMEIDA *et al.* 2016, FREJ *et al.*, 2019).

Ao contrário da abordagem de um critério de síntese, a *abordagem baseada em relações de sobreclassificação* não determina um *score* para as alternativas, a análise do problema é realizada por meio de comparações par-a-par das alternativas a fim de determinar as relações de sobreclassificação entre elas.

Esta abordagem não exige que as relações de preferência e indiferença entre as alternativas sejam transitivas, conseqüentemente, pode haver incomparabilidade entre elas. A estrutura de preferência utilizada nesta abordagem é composta pelas relações de preferências estrita (P) e fraca (Q), indiferença (I) e incomparabilidade (R).

Uma característica desta abordagem é que não é permitido que haja compensação entre os critérios, pois os pesos dos critérios não funcionam como taxas de substituição, mas sim como poder de voto para a confirmação de uma relação de sobreclassificação.

Os métodos de sobreclassificação, ou métodos da Escola Europeia ou Francesa, mais conhecidos são os da Família ELECTRE (ROY e BOUYSSOU, 1993) e da Família PROMETHEE (BRANS e VINCKE, 1985, BRANS *et al.*, 1986).

Por sua vez, a abordagem que realiza a agregação dos desempenhos das alternativas através de procedimentos implícitos é chamada de *abordagem interativa*. De acordo com ROY e BOUYSSOU (1991), esta agregação não é realizada por meio de regras, mesmo que parciais ou provisórias, mas através de uma sequência de julgamentos *ad hoc* formulados pelo decisor. Os julgamentos tem apenas significado local, pois envolvem a vizinhança de uma alternativa ou um conjunto muito pequeno de alternativas. Nesta abordagem, destacam-se os métodos de programação matemática multiobjetivo (ANTUNES *et al.*, 2016).

Vale ressaltar que a escolha do método multicritério depende do tipo de alternativa (discreta ou contínua, com conseqüências determinísticas ou probabilísticas), da estrutura de preferência do decisor (compensatória ou não compensatória) e da problemática a ser analisada (escolha, classificação ou ordenação).

### **3.5 Modelagem do Problema de Decisão Multicritério**

Conforme já mencionado, ADMC é uma ferramenta que auxilia na estruturação do problema a ser analisado. Para tanto, são encontrados, na literatura, alguns procedimentos para a construção de modelos de ADMC.

ROY e BOUYSSOU (1993) propuseram um procedimento baseado em quatro etapas: (i) determinação do objeto da decisão e da forma de recomendação; (ii) análise das consequências e elaboração dos critérios; (iii) modelagem das preferências globais e das abordagens para agregação dos desempenhos; e (iv) investigação e elaboração da recomendação.

Por sua vez, BELTON e STERWART (2002) apresentaram um procedimento também em quatro etapas: (i) identificação de um problema ou uma questão; (ii) estruturação do problema; (iii) construção e uso do modelo para informar e desafiar o pensamento; e (iv) determinação de um plano de ação.

Já DE ALMEIDA (2013) detalhou o procedimento para resolução de um problema de decisão multicritério em 12 etapas agrupadas em 3 fases, cuja descrição resumida se encontra na seção 3.5.1.

### **3.5.1 Um Procedimento para a Construção de um Modelo de Decisão Multicritério (DE ALMEIDA, 2013)**

O procedimento descrito nesta seção possui doze etapas divididas em três fases, vide Figura 3.1. Aplica-se a essas fases e etapas a abordagem de refinamentos sucessivos que envolve recursividade, ou seja, a cada etapa, pode-se voltar a qualquer das etapas anteriores, desde que se considere a possibilidade de se melhorar o resultado daquela etapa.

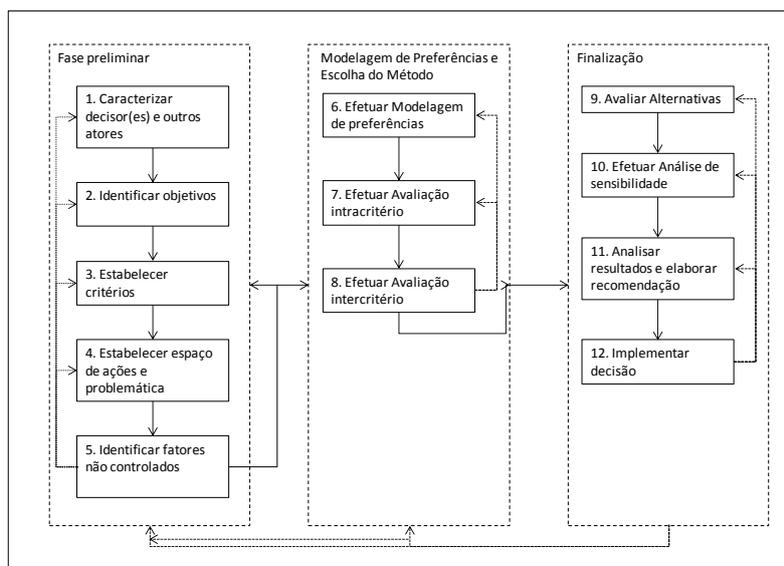


Figura 3.1: Procedimento para resolução de um problema de decisão. Fonte: DE ALMEIDA (2013).

A **primeira fase** inclui cinco etapas preliminares, nas quais os elementos básicos para a formulação do problema de decisão são estruturados. Esses elementos podem influenciar de modo definitivo o modelo final que será construído para analisar o problema, em relação ao número elevado de opções de modelos de decisão para um problema. As etapas desta fase são:

1. Caracterizar decisor(es) e outros atores: esta etapa tem como objetivo caracterizar o decisor, esclarecendo se seu envolvimento será direto ou indireto. Deve-se ainda estabelecer se o decisor indicará um cliente (alguém que participará do processo em seu lugar), caracterizar outros atores (analistas, especialistas, assessores, *stakeholders*, etc.), e se a decisão é individual ou em grupo;
2. Identificar os objetivos: nesta etapa, além dos objetivos estratégicos do decisor, identifica-se os objetivos fundamentais que são essenciais para guiar os esforços em situação de decisão e para a avaliação das alternativas, e os objetivos-meio que são importantes para analisar o problema de decisão e criar alternativas;
3. Estabelecer critérios: nesta etapa, para cada objetivo definido na etapa anterior, constrói-se critérios ou atributos que os representem;
4. Estabelecer espaço de ações (alternativas) e problemática: esta etapa tem como objetivo estabelecer a estrutura do espaço de ações (discreto ou contínuo), determinar a problemática que se deseja resolver e gerar alternativas. As duas

primeiras atividades influenciam na escolha do método multicritério a ser utilizado no problema;

5. Identificar fatores não controlados: consiste na avaliação e identificação de fatores que não estão sobre o controle do decisor. A identificação desses fatores pode indicar a presença de variáveis que se comportam como Estados da Natureza, um dos ingredientes na formulação de problemas com Teoria da Decisão (CAMPELLO DE SOUZA, 2007);

Na *segunda fase* são estruturados os fatores que provavelmente têm mais influência sobre a escolha do método de decisão multicritério. As etapas desta fase são:

6. Efetuar modelagem de preferências: esta etapa tem como objetivo avaliar qual estrutura de preferência seria mais adequada para representar as preferências do decisor. Esta etapa funciona de forma integrada com a 7 e a 8, de tal forma que os resultados destas três etapas fornecem os elementos mais importantes para a escolha do método multicritério;
7. Efetuar avaliação intracritério: esta avaliação depende do método a ser utilizado, já selecionado na etapa anterior. Por outro lado, nesta etapa, podem-se obter resultados que venham a influenciar na revisão dessa escolha. Nesta etapa, definem-se parâmetros associados com as consequências das alternativas como, por exemplo, determinação das funções utilidade (ou valor), de limiares de discriminação (limiares de preferência e limiares de indiferença), etc;
8. Efetuar avaliação intercritério: com base no método multicritério já estabelecido, efetua-se a parametrização do método, obtendo as informações intercritério, junto ao decisor. Estas informações permitem realizar a combinação quantitativa dos critérios para o processo de agregação na avaliação das alternativas. Nesta etapa realiza-se, por exemplo, a elicitación das constantes de escala para os métodos de um critério de síntese e a determinação de pesos para os de sobreclassificação;

Na *terceira fase* são desenvolvidas as etapas finais para a resolução do problema e a implementação da ação (alternativa) recomendada. As etapas desta fase são:

9. Avaliar alternativas: nesta etapa, tem-se efetivamente a aplicação do método multicritério, utilizando as preferências do decisor, conforme problemática estabelecida. Ela consiste na avaliação global das alternativas;

10. Efetuar análise de sensibilidade: nesta etapa, realiza-se um estudo para confrontar a robustez da recomendação preliminar, determinada na etapa anterior, em relação aos dados de entrada e aos parâmetros do modelo. Nesta etapa, pode-se chegar à conclusão de que o resultado não está adequado, requerendo uma revisão das etapas anteriores;
11. Analisar resultados e elaborar recomendação: nesta etapa, a análise final e a apresentação dos resultados devem conter a sensibilidade da recomendação aos parâmetros e aos dados utilizados, incluindo as decisões de simplificação mais relevantes tomadas pelo analista, ao longo do processo de construção do modelo;
12. Implementação da decisão: esta etapa consiste na própria implementação da ação ou na adoção de procedimentos sobre o conjunto de ações indicadas, conforme a problemática analisada.

## **4 Metodologia Proposta para o Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo considerando Emissões de Gases de Efeito Estufa baseada em Métodos ADMC**

### **4.1 Introdução**

Conforme já mencionado no capítulo 2, o problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo é modelado como um problema de otimização mono-objetivo onde se busca determinar uma estratégia de expansão e/ou cronograma de obras que atenda o consumo de energia elétrica previsto para o horizonte de estudo, minimizando o custo de investimento mais o custo de operação, respeitando determinados níveis de segurança. Embora os procedimentos empregados no processo de planejamento sejam aderentes para o propósito para o qual foram concebidos e, muitas vezes utilizem modelos computacionais sofisticados (alguns baseados em programação matemática e programação estocástica), há a necessidade da incorporação, de forma sistemática da questão da mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no processo de tomada de decisão.

Assim, o problema do planejamento da expansão da geração de longo prazo (PEGLP) não deve se limitar a esse objetivo, mas deve harmonizar o objetivo da mitigação das mudanças climáticas (e.g., emissões de GEE) com outros objetivos (e.g., econômico, de segurança energética e socioambiental). Isso implica na obtenção de planos de expansão da geração que permitam alcançar um equilíbrio entre esses vários objetivos, implicando na necessidade de desenvolvimento de modelos de planejamento da expansão de geração baseados em métodos de Apoio à Decisão com Múltiplos Critérios (ADMC) (FIGUEIRA *et al.*, 2005).

## 4.2 Descrição Geral da Abordagem Multicritério Proposta

Este trabalho de doutoramento tem como principais objetivos: (i) o desenvolvimento de uma metodologia geral, baseada em técnicas de apoio à decisão multicritério, para resolver o problema de planejamento de longo prazo da expansão de sistemas de geração de energia elétrica de grande porte, que considere explicitamente a mitigação das mudanças climáticas (emissões de GEE) na tomada de decisão, bem como outros objetivos, e.g., segurança energética e econômico; (ii) implementação da metodologia proposta em um sistema de apoio à decisão multicritério para o planejamento da expansão da geração de longo prazo considerando emissões de GEE; e (iii) tornar o sistema desenvolvido especialmente adequado para sistemas elétricos reais de grande porte, interligados e com predominância hidroelétrica, características presentes no sistema interligado brasileiro.

Com relação às técnicas de apoio à decisão multicritério a serem empregadas, uma possibilidade seria a reformulação do problema de planejamento da expansão da geração para que o mesmo pudesse ser resolvido por programação matemática multiobjetivo (ANTUNES *et al.*, 2016). No entanto, por já se tratar de um problema de otimização complexo em sua forma mono-objetivo, i.e, um problema de otimização estocástica inteira mista de grande porte, a inclusão de múltiplos objetivos aumentaria o tamanho e a complexidade do problema, podendo tornar a sua aplicação inviável para sistemas de grande porte, o que contrariaria o primeiro objetivo da tese. Uma opção para poder se utilizar a programação multiobjetivo seria a simplificação da modelagem do problema, o que poderia prejudicar a sua aplicação em sistemas reais, contrariando, agora, o terceiro objetivo deste trabalho de doutoramento.

Outra possibilidade de resolver problemas com múltiplos objetivos é o uso da abordagem multicritério (FIGUEIRA *et al.*, 2005), na qual definem-se critérios para representar os objetivos do problema. Esta abordagem requer que as alternativas de solução do problema - no nosso caso, planos de expansão da geração - sejam conhecidas a priori e que possam ser avaliadas para cada critério considerado. Esta característica está em linha com a prática do planejamento de sistema elétricos reais bem como com os objetivos da tese e com as etapas da metodologia proposta, razão pela qual optou-se por resolver o problema PEGLP a partir da abordagem multicritério.

Uma vez caracterizados e definidos os elementos iniciais para o estudo (e.g., configuração do ano inicial, previsão de consumo de energia elétrica, conjunto de projetos candidatos com os seus parâmetros técnicos e econômicos, políticas energéticas e/ou tecnológicas associadas, objetivos/ critérios a serem considerados, etc.), o núcleo da abordagem proposta para resolver o problema PEGLP possui quatro etapas principais: (i) a formulação de alternativas de planos de expansão da geração (e de troncos de interligação entre os subsistemas); (ii) avaliação do desempenho destas alternativas em relação aos objetivos (ou critérios) adotados; (iii) pré-seleção das alternativas que irão para a etapa posterior; e (iv) a realização de uma análise multicritério para selecionar as “melhores” alternativas de plano de expansão de acordo com as preferências do decisor (JUSTINO *et al.*, 2019a).

Devido às características do problema de decisão em tela, é interessante que o sistema de ADMC forneça não apenas “a melhor” alternativa segundo os critérios e preferências utilizados, mas a ordenação das alternativas segundo os seus desempenhos globais; trata-se, portanto, da problemática de ordenação. Adicionalmente, também é proveitoso do ponto de vista pragmático, quando da utilização dos métodos baseados em um critério de síntese, que se realize um agrupamento das alternativas em relação aos seus desempenhos globais, colocando em um mesmo grupo aquelas que são equivalentes (indiferentes). A Figura 4.1 ilustra o diagrama esquemático da abordagem proposta.

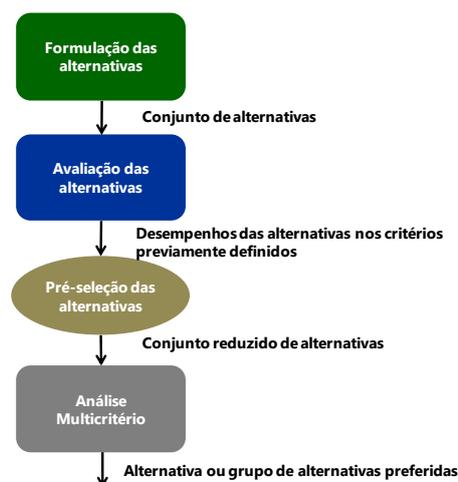


Figura 4.1: Diagrama esquemático do processo de formulação e avaliação das alternativas.

Esta abordagem é geral e flexível, podendo ainda ser aplicada a qualquer tipo de sistema ou circunstância do país. Ademais, sua aplicação prática pode, em cada etapa, tirar proveito de modelos especializados que reconhecem características ou procedimentos específicos do sistema que está sendo analisado, bem como da estrutura e modelagem de preferências consideradas.

Por exemplo, no caso do sistema interligado brasileiro (ou Sistema Interligado Nacional – SIN), as principais características a serem consideradas são: grande porte; grande participação das fontes de energia renováveis que incluem usinas hidrelétricas, a biomassa e eólicas, contabilizando mais de 80% do consumo de eletricidade do país; predominantemente hidrelétrico e caracterizado por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, dispostos em complexas cascatas sobre diversas bacias hidrográficas. Consequentemente, conforme descrito no capítulo 2, a estratégia de expansão é inicialmente determinada por um estudo de PEGLP, cobrindo um período de planejamento de 15 a 30 anos usando, por exemplo, o modelo MELP. Esta estratégia de expansão é então refinada no planejamento da expansão de curto prazo (com horizonte de 10 anos) produzindo o chamado Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que é atualizado anualmente, provendo um cronograma indicativo de expansão de capacidade de geração e interligações a ser considerado nos leilões públicos de eletricidade; neste estágio, adota-se o modelo NEWAVE.

Portanto, para o SIN, as duas primeiras etapas são realizadas a partir da utilização integrada de modelos especializados de planejamento da expansão e da operação do sistema de geração, i.e., os modelos MELP e NEWAVE, respectivamente. A Figura 4.2 ilustra o diagrama esquemático da abordagem proposta, porém, considerando os modelos MELP e NEWAVE (JUSTINO *et al.*, 2018, 2019a).

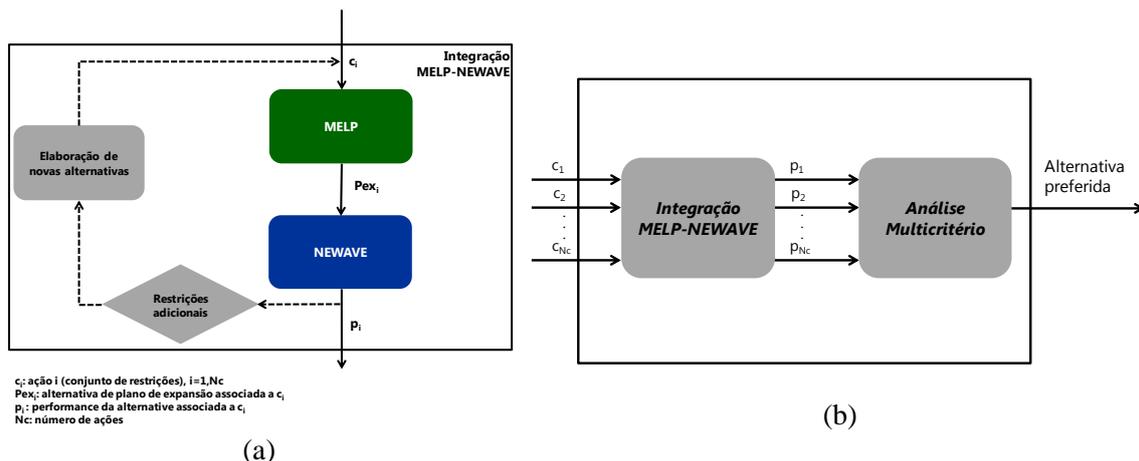


Figura 4.2: (a) Diagrama esquemático do processo de formulação e avaliação das alternativas; (b) abordagem proposta para o planejamento de longo prazo da expansão da geração.

Ressalta-se que, além de geral, a metodologia proposta também é flexível. Por exemplo, caso se considere que, para o sistema elétrico estudado, o módulo de operação integrante do modelo de planejamento da expansão seja adequado para analisar o seu desempenho, os passos 1 e 2 podem ser fundidos. Da mesma forma, caso algum critério considerado não possa ser avaliado por um único modelo, o passo 2 pode requerer a execução de mais de um modelo de análise de desempenho, carecendo manter, evidentemente, a coerência entre eles. Também, caso o número de alternativas ou a variabilidade de desempenhos entre elas não dificulte as análises intracritério e intercritério, não há a necessidade de se realizar a etapa de pré-seleção das alternativas.

Com relação ao sistema computacional desenvolvido, denominado de SADPLANE (Sistema de Apoio à Decisão Multicritério para o PLANEjamento da Expansão da Geração de Longo Prazo considerando Emissões de Gases de Efeito Estufa), visando incorporar maior robustez à tomada de decisão, foi implementado um conjunto de métodos, que variam na conformação da modelagem do problema de decisão, inclusive quanto à maneira de realizar a agregação dos desempenhos – compensatória (usando um critério de síntese) ou não compensatória (usando relações de sobreclassificação). Este aspecto está relacionado com o raciocínio de que, quando o decisor é informado por diversos arcabouços, logicamente consistentes e validados empiricamente, é mais provável que ele exerça escolhas sensatas.

Deve-se observar que a metodologia proposta está aderente aos procedimentos para a construção de modelos de ADMC apresentados na seção 3.5 (ROY e BOUYSSOU, 1993, BELTON e STERWART, 2002) e, em especial, na seção 3.5.1 (DE ALMEIDA, 2013, 2015): a caracterização dos decisores e atores varia com os marcos legais regulatórios dos países e, juntamente com a identificação dos objetivos e do estabelecimento dos critérios fazem parte da etapa prévia da abordagem proposta, relacionada à caracterização e definição dos elementos iniciais para o estudo, e contemplam as etapas 1 a 3 da seção 3.5.1; as etapas de formulação e avaliação do desempenho das alternativas na abordagem proposta estão associadas às etapas 4, 5 e 7 de 3.5.1; a etapa de análise multicritério na metodologia proposta engloba as etapas 6 e 8 a 12 da seção 3.5.1; por fim, pode-se dizer que a etapa de pré-seleção das alternativas poderia estar associada a à etapa 7 de 3.5.1.

As seções 4.2. a 4.7 descrevem os principais aspectos da abordagem proposta.

### **4.3 Formulação de Alternativas de Planos de Expansão da Geração**

O modelo MELP é utilizado na primeira etapa para a formulação de alternativas de planos de expansão. Esta etapa é realizada através da inserção de restrições, no problema resolvido pelo MELP, que refletem, por exemplo, possíveis cenários de mitigação de gases de efeito estufa a partir do aumento da participação de fontes renováveis na matriz elétrica.

Por exemplo, no caso da iNDC brasileira, existe uma meta de expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hidroelétrica) na matriz de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação das tecnologias eólica, biomassa e solar. Para formular uma alternativa com estas características pode-se incluir a restrição (4.1) no problema de otimização do MELP representado pelas expressões (2.1) a (2.38).

$$\begin{aligned}
& \sum_{j \in J_i^{eol}} ge_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{sol}} gs_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{biom}} gb_{i,j,s,l}^k \\
& \geq 0,23 \left( \sum_{j \in J_i^{eol}} ge_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{sol}} gs_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^{biom}} gb_{i,j,s,l}^k + \sum_{j \in J_i^H} h_{i,j,s,l}^k \right. \\
& \quad \left. + \sum_{j \in J_i^{T'}} t_{i,j,s,l}^k \right), \tag{4.1}
\end{aligned}$$

$$\forall (i, k, s, l) \in \{I_e, K, S, \mathcal{L}\}$$

onde:

$I_e$	conjunto de subsistemas elétricos;
$K$	conjunto de períodos de tempo no horizonte de planejamento;
$S$	conjunto de estações sazonais;
$\mathcal{L}$	conjunto dos patamares de carga que compõem a curva de demanda de energia elétrica;
$J_i^{eol}$	conjunto de usinas eólicas no subsistema $i$ ;
$J_i^{sol}$	conjunto de usinas solares no subsistema $i$ ;
$J_i^{biom}$	conjunto de usinas térmicas a biomassa no subsistema $i$ ;
$J_i^H$	conjunto de usinas hidrelétricas no subsistema $i$ ;
$J_i^{T'}$	conjunto de usinas termelétricas, exceto as usinas a biomassa, no subsistema $i$ ;
$ge_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina eólica $j$ , no subsistema $i$ , no patamar de carga $l$ , na estação $s$ , durante o período $k$ ;
$gs_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina solar $j$ , no subsistema $i$ , no patamar de carga $l$ , na estação $s$ , durante o período $k$ ;
$gb_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina termelétrica a biomassa $j$ , no subsistema $i$ , no patamar de carga $l$ , na estação $s$ , durante o período $k$ ;
$h_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção hidrelétrica referente a potência inicial da usina $j$ do subsistema $i$ , no patamar de carga $l$ da estação $s$ do período $k$ ;
$t_{i,j,s,l}^k \in \mathbb{R}_+$	produção da usina termelétrica $j$ , no subsistema $i$ , no patamar de carga $l$ , na estação $s$ , durante o período $k$ ;

O problema de PEGLP é representado no MELP por um problema de programação linear inteira mista que é caracterizado pela existência de dois subproblemas acoplados: um subproblema de investimento e outro de operação, sendo este último simplificado devido à complexidade e ao porte do problema. Entretanto, no caso de sistemas com as características do SIN, torna-se necessário que a *avaliação dos desempenhos das alternativas* seja realizada por meio de um problema de planejamento da operação que considere de forma mais detalhada os aspectos da estocasticidade das afluições aos reservatórios das usinas hidrelétricas. Por isso, a segunda etapa da abordagem proposta é realizada pelo modelo NEWAVE.

Vale ressaltar que, para sistemas de pequeno porte e/ou sem predominância de hidroeletricidade, a etapa de *avaliação dos desempenhos das alternativas* também poderia ser realizada por meio de simulações com o modelo MELP.

#### **4.4 Avaliação do Desempenho das Alternativas**

O problema de planejamento da operação no modelo NEWAVE é representado como um problema de programação linear estocástico multi-estágio; sua função objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o período de planejamento considerando mecanismos de aversão a risco, dado um estado inicial do sistema (armazenamento e tendência hidrológica). Após o cálculo da política de operação, é realizada uma simulação final a fim de avaliar o desempenho do sistema na presença de cenários hidrológicos diferentes daqueles adotados no cálculo da política. Para tanto, são considerados outros 2000 cenários hidrológicos multivariados.

A partir dos resultados da simulação final são produzidas estatísticas (valores esperados, desvio padrão, distribuições de frequências, etc) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre os quais, custo total de operação, custo marginal de operação, risco de déficit, déficit de energia, geração hidrelétrica e termelétrica, vertimentos, etc. Estes indicadores podem ser utilizados para construir os critérios da análise proposta neste trabalho.

Conforme mencionado na seção 4.1, neste trabalho, para resolver o problema de PEGLP, deseja-se conciliar o objetivo de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas com outros objetivos, e.g., econômicos, de segurança energética e socioambientais. Na abordagem proposta, o objetivo econômico será representado pelo critério *custo total de expansão* calculado a partir da soma do custo de investimento obtido pelo modelo MELP e do valor esperado do custo de operação obtido pelo modelo NEWAVE. Por sua vez, o risco médio de déficit de energia, também calculado pelo NEWAVE, foi selecionado como critério para representar o objetivo de segurança energética. Neste trabalho, os objetivos socioambientais não foram diretamente considerados, embora possam ser abrigados na metodologia proposta.

Para representar o objetivo de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas propõe-se utilizar o critério *emissões de GEE*, e.g. no último ano de planejamento, caso ele coincida com as metas da iNDC brasileira. Entretanto, quando se iniciou este trabalho de tese, o cálculo de emissões de GEE não estava disponível no modelo NEWAVE, sendo necessário o desenvolvimento e implementação de metodologia para cálculo das emissões assim como para a consideração de limites máximos de emissões de GEE no algoritmo do NEWAVE, conforme descrito na seção 4.4.1.

#### **4.4.1 Consideração das Emissões de Gases de Efeito Estufa no Problema de Planejamento da Operação**

No âmbito desta tese foi implementado no modelo NEWAVE o cálculo de emissões de GEE considerando taxas de emissões de GEE de cada tecnologia, em g CO<sub>2</sub>eq/kWh, calculadas por meio do conceito de Avaliação do Ciclo de Vida (*Life Cycle Assessment* – LCA) (IPCC, 2012, NREL, 2012). Adicionalmente, também foi desenvolvida e implementada uma estratégia para representar medidas de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no problema de planejamento da operação através da inclusão, no problema resolvido pelo modelo NEWAVE, de restrições que representam limites máximos de emissões de GEE de origem antropogênica (JUSTINO *et al.*, 2019b).

Quando expressas na unidade CO<sub>2</sub>-equivalentes (CO<sub>2</sub>eq), as reduções de emissões obtidas por diferentes ações de mitigação podem ser comparadas entre si e, caso os custos de implementação das ações sejam conhecidos, suas relações custo-benefício podem ser determinadas e, também, comparadas. Assim, conhecendo as estimativas de produção de energia elétrica de cada fonte de geração e as respectivas taxas de emissões de GEE (gCO<sub>2</sub>eq/kWh) de cada tecnologia, pode-se estimar a produção de emissões de GEE da configuração do sistema elétrico analisado, quer a nível de planejamento da expansão ou da operação.

Por sua vez, a forma mais precisa de se estimar as taxas de emissões de GEE de cada tecnologia consiste na utilização da metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida – *Life Cycle Assessment* (LCA). A LCA é uma técnica para avaliar os impactos ambientais associados a todas as etapas da vida útil de um produto, desde a extração da matéria-

prima, passando pelo processamento, fabricação, distribuição, uso, reparo e manutenção, e descarte ou reciclagem de materiais (IPCC, 2012). Assim, a medição das emissões de GEE no ciclo de vida envolve o cálculo do potencial de aquecimento global das fontes de energia elétrica por meio da avaliação do ciclo de vida de cada fonte de energia. As taxas de emissões de GEE são apresentados em unidades de potencial de aquecimento global por unidade de energia elétrica gerada por essa fonte, e usualmente expressos em g CO<sub>2</sub>eq/kWh.

Dentro do escopo da elaboração pelo IPCC do *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (SRREN), publicado em 2012 (IPCC, 2012), o NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) conduziu o projeto “Life Cycle Harmonization Project” (NREL, 2012), onde empreendeu uma revisão abrangente das avaliações de ciclo de vida de tecnologias de geração publicadas na literatura. Das 2.165 referências coletadas, 296 passaram nos testes de triagem relativos à qualidade e à relevância, e alimentaram um banco de dados. Este banco de dados formou a base para a avaliação do ciclo de vida das emissões de GEE para tecnologias de geração adotadas no relatório SRREN do IPCC.

A Figura 4.3 apresenta, por tecnologia de geração, estatísticas dos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida calculados com base nos dados publicados: mínimo, quartis de 25%, 50% e 75%, e máximo. O intervalo interquartil (entre os quartis 25% e 75%) é destacado na figura (IPCC, 2012, NREL, 2012).

Observa-se na Figura 4.3 que algumas tecnologias apresentam dispersão elevada nos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida. Assim, neste trabalho, optou-se por utilizar a mediana, por se tratar de uma medida de posição pouca afetada por valores discrepantes. A Tabela 4.1 apresenta os valores adotados das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida.

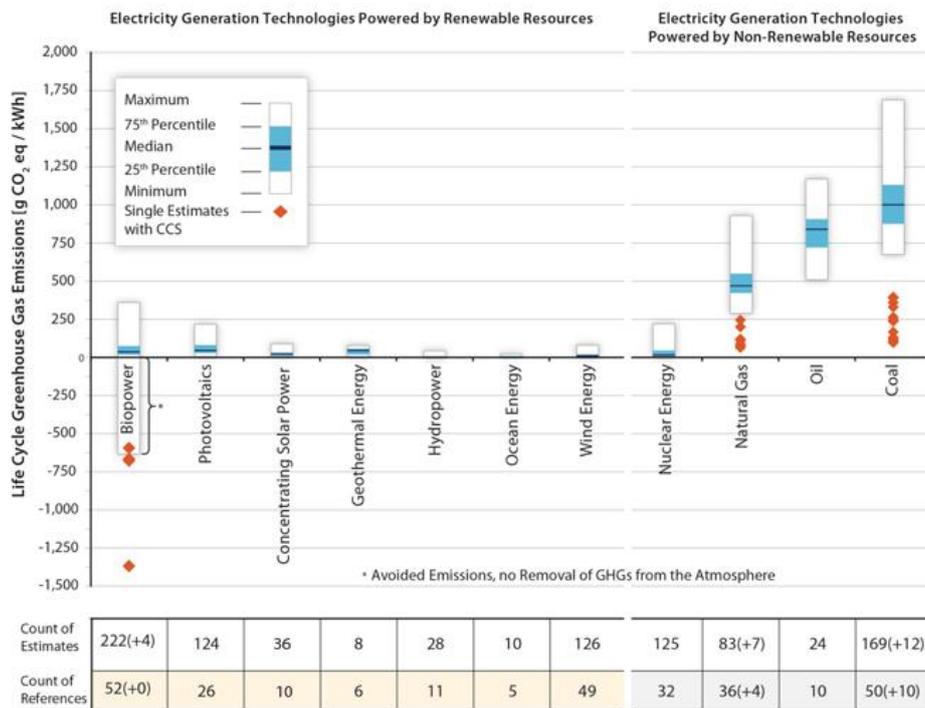


Figura 4.3: Estatísticas dos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida, por tecnologia.

Tabela 4.1: Taxas de emissões de GEE por tecnologia via LCA (g CO<sub>2</sub>eq/kWh) – Mediana.

Tecnologia	Taxas de Emissões de GEE (g CO <sub>2</sub> eq/kWh)	
Hidráulica	4	
Oceano	8	
Eólica	12	
Nuclear	16	
Biomassa	18	
Solar	CSP	22
	PV	46
Geotérmica	45	
Gás	469	
Óleo	840	
Carvão	1001	

## Formulação Matemática com Limites Máximos de Emissões de Gases de Efeito

### Estufa

Ao se representar os limites máximos de emissões de GEE no problema de planejamento da operação de médio/longo prazo da seção 2.4.1, a função objetivo representada pela expressão (2.39) foi alterada para que uma parcela referente à penalização de eventuais violações nos limites máximos de GEE fosse considerada, gerando assim a nova função objetivo da expressão (4.2). Adicionalmente, as restrições (4.3) e (4.4) foram acrescentadas ao problema a fim de expressar os limites de emissões de GEE em cada período.

### Nova Função objetivo

$$\begin{aligned}
 z_t = \min & \sum_{m=1}^{NSBM} \left( \sum_{c=1}^{NPMC} \left( \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} \sum_{LAG_{iclt}=0} CTERM_{t,iclt} \cdot GT_{t,iclt,c} + \right) \right) + \\
 & \sum_{m=1}^{NSBM} \left( \sum_{c=1}^{NPMC} \left( \sum_{ilag=1}^{LAGMAX} \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} \sum_{LAG_{iclt}=ilag} CTERM_{t+ilag,iclt} \cdot GT_{t+ilag,iclt,c} + \sum_{idef=1}^{NPDF} CDEF_{t,m,idef} \cdot DEF_{t,m,idef,c} \right) \right) \\
 & + \sum_{i=1}^{NREE} \sum_{c=1}^{NPMC} p^{GHMIN} \delta_{t,i,c}^{GHMIN} + \sum_{i=1}^{NREE} p^{EARM} \delta_{t,i}^{EARM} + \sum_{i=1}^{NREE} p^{DESV} (\delta_{t,i}^{DSVC} + \delta_{t,i}^{DSVF}) \\
 & + \sum_{i=1}^{NREE} (p_1^{EVMIN} \delta_{i,1}^{EVMIN} + p_2^{EVMIN} \delta_{i,2}^{EVMIN}) + \sum_{c=1}^{NPMC} \sum_{mo=1}^{NNSBM} \sum_{md=1}^{NNSBM} p^{intmin} \delta_{t,mo,md,c}^{INTMIN} - p^{GEE} \delta_t^{GEE} + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

### Limite Máximo de Emissões de GEE

$$\begin{aligned}
 & \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} \left( \sum_{i=1}^{NREE} e_{gh} (GHC_{t,i,c} + GFIOI_{t,i,c} \cdot FPENG_{t,c}) \right) \\
 & + \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} \sum_{iclt}^{NCLT_m} e_{gt} GT_{t,iclt,c} + \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} e_{eol} GEOL_{t,m,c} \\
 & + \sum_{m=1}^{NSBM} \sum_{c=1}^{NPMC} e_{sol} GSOL_{t,m,c} + \delta_t^{GEE} = LGEE_t
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

$$-\infty \leq \delta_t^{GEE} \leq 0 \tag{4.4}$$

onde, para cada estágio  $t$ :

$\delta_t^{GEE}$  Violação da restrição de limite máximo de emissões de GEE no estágio  $t$ ;

$p^{GEE}$  Penalidade por violação da restrição de limite máximo de emissões de GEE;

- $GEOL_{t,m,c}$  Geração eólica do subsistema  $m$  para o patamar de carga  $c$  no estágio  $t$ ;
- $GSOL_{t,m,c}$  Geração solar do subsistema  $m$  para o patamar de carga  $c$  no estágio  $t$ ;
- $e_j$  Taxa de emissões de GEE de ciclo de vida para a tecnologia  $j$ , onde  $j=gh$  (hidrelétrica),  $j=gt$  (termelétrica),  $j=eol$  (eólica), e  $j=sol$  (solar);
- $LGEE_t$  Limite máximo de emissões de GEE no estágio  $t$ .

## 4.5 Pré-seleção das Alternativas para a Etapa de Análise Multicritério

Uma vez que se disponha dos desempenhos, em cada critério, do conjunto inicial de alternativas, realiza-se a etapa de pré-seleção, a fim de identificar o conjunto final de alternativas, que devem ser consideradas na etapa de análise multicritério, excluindo, por exemplo, alternativas que não sejam eficientes ou estejam distantes da fronteira de eficiência. Esta etapa é particularmente importante quando o número de alternativas ou a variabilidade de desempenhos entre elas possa dificultar a elicitação dos pesos (ou constantes de escala) e/ou a análise intracritério, e.g., a determinação das funções de valores.

Para tanto, será utilizada a técnica de Análise Envoltória de Dados (CHARNES *et al.*, 1978, ESTELLITA e MEZA, 2000) apresentada na seção 4.5.1.

### 4.5.1 Análise Envoltória de Dados – DEA

A Análise Envoltória de Dados - DEA (*Data Envelopment Analysis*) (CHARNES *et al.*, 1978) é uma técnica não paramétrica, baseada em programação linear, amplamente utilizada para avaliar a eficiência de organizações que atuam em um mesmo setor (DMU - *Decision Making Units*) e que convertem quantidades  $x_i \forall i = 1, \dots, s$  de insumos em quantidades  $y \forall i = 1, \dots, m$  de produtos. No caso geral, uma DMU usa múltiplos insumos  $X = (x_1, \dots, x_s)$  para produzir múltiplos produtos  $Y = (y_1, \dots, y_m)$  e sua pontuação (score) de eficiência é definido pelo seguinte quociente:

$$\theta = \frac{u_1 y_1 + \dots + u_m y_m}{v_1 x_1 + \dots + v_s x_s} \quad (4.5)$$

em que  $\theta$  é a eficiência,  $U=(u_1, \dots, u_m)$  e  $V=(v_1, \dots, v_s)$  correspondem aos vetores de pesos atribuídos aos produtos e aos insumos, respectivamente.

Proposta inicialmente por CHARNES *et al.* (1978), o primeiro modelo DEA admitia uma função fronteira com rendimentos constantes de escala (*Constant Return to Scale - CRS*). Posteriormente, BANKER *et al.* (1984) introduziram o modelo DEA que permite identificar uma fronteira com rendimentos variáveis de escala (*Variable Return to Scale - VRS*) (BANKER *et al.*, 1984); e depois foi desenvolvido o modelo com Rendimentos Não Decrescentes de Escala (*Non Decreasing Return to Scale – NDRS*) (BANKER *et al.*, 1984).

Os modelos CRS, VRS e NDRS se constituem nos modelos clássicos de DEA, e são descritos a seguir (ESTELLITA e MEZA, 2000, PESSANHA e MELO, 2019, 2020).

#### **4.5.1.1 Rendimentos Constantes de Escala - CRS**

Sob a abordagem de conservação de recursos (orientação ao insumo), a medida de eficiência técnica  $\theta$  ( $0 \leq \theta \leq 1$ ) de uma DMU é definida como a contração radial máxima do vetor de insumos  $X$  que pode produzir o mesmo vetor  $Y$  de quantidades de produtos:

$$\text{Eficiência} = \text{Min} \{ \theta \mid (\theta X, Y) \in \text{conjunto de possibilidades de produção } T(X, Y) \} \quad (4.6)$$

O problema de otimização em (4.6) é modelado pelo problema de programação linear (PPL) descrito em (4.7) na Tabela 4.2, denominado por modelo DEA na formulação envelope orientado ao insumo, em que  $j_0$  é o índice da DMU avaliada. Assim, a DMU $_{j_0}$  é eficiente se e somente se  $\theta$  assume um valor igual a 1 e todas as folgas das restrições são nulas. Porém, se  $\theta = 1$  e alguma variável de folga é não nula, a DMU $_{j_0}$  é fracamente eficiente. Se  $\theta < 1$ ; a DMU $_{j_0}$  é ineficiente, neste caso, as DMU eficientes estão associadas às variáveis  $\lambda_j > 0 \forall j=1, N$  e formam o conjunto de referência (peer set) da DMU $_{j_0}$ . Adicionalmente, a fronteira de eficiência identificada pelo modelo DEA em (4.7) admite rendimentos constantes de escala (*Constant Returns to Scale - CRS*).

A partir da teoria da dualidade da programação linear, tem-se que o dual do modelo DEA em (4.7) é o PPL em (4.8), o modelo DEA orientado ao insumo na formulação dos multiplicadores  $u$  e  $v$ . O PPL (4.7) ou o PPL (4.8) deve ser resolvido para cada DMU, a fim de calcular o seu escore de eficiência. No caso do PPL (4.8), uma determinada

DMU, e.g. DMU<sub>j<sub>0</sub></sub>, é totalmente eficiente se  $\theta = 1$  e todos os pesos em  $U$  e  $V$  são positivos na solução ótima. Porém, se  $\theta = 1$ , mas alguns pesos são iguais a zero, a DMU<sub>j<sub>0</sub></sub> é considerada fracamente eficiente; caso contrário, se  $\theta < 1$  a DMU é ineficiente.

Tabela 4.2: Modelos DEA/CRS orientados ao insumo.

$efici\tilde{e}ncia = \underset{\lambda, \theta}{Min} \theta \quad (4.7)$ <p>s.a.</p> $\theta X_{j_0} \geq \sum_{j=1}^N \lambda_j X_j$ $Y_{j_0} \leq \sum_{j=1}^N \lambda_j Y_j$ $\lambda_j \geq 0 \forall j = 1, \dots, j_0, \dots, N$	$efici\tilde{e}ncia = \theta = \underset{u, v}{Max} \sum_{i=1}^m u_i y_{i, j_0} \quad (4.8)$ <p>s.a.</p> $-\sum_{i=1}^s v_i x_{ij} + \sum_{i=1}^m u_i y_{ij} \leq 0 \quad \forall j = 1, \dots, j_0, \dots, N$ $\sum_{i=1}^s v_i x_{i, j_0} = 1$ $u_i \geq 0, v_j \geq 0, \forall i = 1, m, \forall j = 1, s$
---	---

#### 4.5.1.2 Rendimentos Variáveis de Escala - VRS

A adoção de um modelo DEA com rendimentos constantes de escala (CRS) poderá levar à comparação de uma DMU com outras substancialmente maiores ou menores. Uma tentativa de contornar este problema se dá por meio do modelo DEA que admite uma fronteira de eficiência com rendimentos variáveis de escala (VRS) (BANKER, *et al.*, 1984). No entanto, o modelo VRS possui a propriedade indesejável de classificar como eficiente as DMU com os menores níveis de insumos ou os maiores níveis de produto, em pelo menos uma das variáveis. Por exemplo, no modelo VRS uma concessionária de transmissão pode ser considerada eficiente pelo simples fato de operar a maior rede de transmissão, o que não significa necessariamente maior eficiência (PESSANHA *et al.*, 2010). O modelo DEA VRS é obtido por meio da introdução de uma restrição de convexidade ( $\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_N = 1$ ) no PPL (4.7) ou pela inclusão de uma variável irrestrita no PPL (4.8), conforme indicado em (ESTELLITA e MEZA, 2000).

#### 4.5.1.3 Rendimentos Não Decrescentes de Escala - NDRS

Uma crítica ao modelo DEA VRS é que, em função da hipótese de convexidade, a fronteira de eficiência VRS é caracterizada por rendimentos que não são crescentes ao longo de toda fronteira e a produtividade diminui à medida que o nível de atividade

aumenta para além da escala ótima. Tal característica da fronteira VRS pode levar a avaliações otimistas da eficiência, dificultando a sua aplicação em esquemas de regulação por incentivo, cujo objetivo é construir mecanismos que estimulem os ganhos de produtividade (PESSANHA *et al.*, 2010).

Uma alternativa, então, é o modelo com rendimentos não decrescentes de escala – NDRS (BANKER *et al.*, 1984), uma variante do modelo VRS em que a restrição de convexidade  $\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_N = 1$  é substituída pela desigualdade  $\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_N \geq 1$ . Tal modelo reconhece que as DMU de menor porte operam na faixa de rendimentos crescentes de escala (operam em uma escala subótima) e por esta razão não devem ser penalizadas com a imposição da fronteira CRS; para estas empresas a fronteira é definida pelo modelo VRS. Adicionalmente, para as DMU de maior porte (que operam na faixa de rendimentos decrescentes de escala), o modelo NDRS impõe a fronteira CRS como forma de incentivar a redução de custos destas.

#### 4.5.1.4 Fronteiras de eficiência segundo os modelos CRS, VRS e NDRS

A Figura 4.4 ilustra a fronteira de eficiência dos modelos DEA analisados, a partir dos diferentes regimes de rendimentos de escala para o caso de um insumo e um produto.

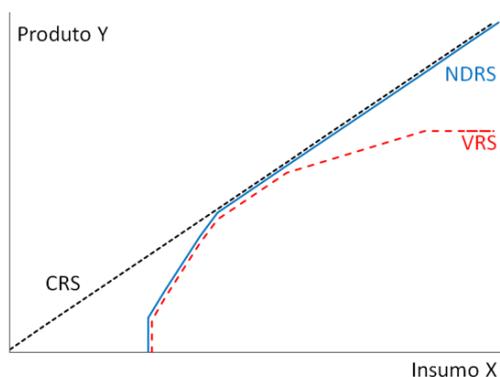


Figura 4.4: Formas da fronteira de eficiência segundo diferentes regimes de rendimentos de escala.

#### 4.5.2 Aplicação de Modelos DEA na Pré-seleção das Alternativas

Um plano de expansão representa um portfólio de tecnologias de geração e transmissão a serem inseridas ao longo do período de planejamento para o atendimento da previsão

da carga de energia elétrica, considerando um conjunto de objetivos e critérios para representá-los (e.g., custos, risco de déficit, emissões de GEE, etc.).

Assim, caracterizando o problema PEGLP na abordagem DEA, cada DMU é constituída por uma alternativa ou plano de expansão; o vetor  $Y$  de quantidades de produtos representa a carga de energia elétrica prevista; e o vetor de insumos  $X$ , os objetivos/critérios considerados (e.g., custos, risco de déficit, emissões de GEE, etc.). Por exemplo, conforme apresentado na seção 4.5.1, sob a abordagem de conservação de recursos (orientação ao insumo), a medida de eficiência técnica  $\theta$  ( $0 \leq \theta \leq 1$ ) de uma DMU é definida como a contração radial máxima do vetor de insumos  $X$  que pode produzir o mesmo vetor  $Y$  de quantidades de produtos.

Considerando esta abordagem DEA, em princípio, qualquer um dos modelos DEA clássicos apresentados (CRS, VRS e NDRS) podem ser utilizados para encontrar as alternativas eficientes, bem como ordenar as alternativas em termos de eficiência. A partir daí, pode-se definir um limiar de corte (e.g., 90%), e alternativas com valores inferiores a este limiar são descartadas.

Adicionalmente, como todas as alternativas (DMUs) irão atender a mesma carga de energia elétrica prevista, o vetor  $Y$  de quantidades de produtos assume o mesmo valor, o que equivale a representá-lo por um valor unitário (e.g., 1 TWh ou 1 TWmédio). Em consequência, pode-se também resolver o problema por métodos DEA WEO (*Without Explicit Output*) (LOVELL e PASTOR, 1999, TOLOO e KRESTA, 2014).

## 4.6 Análise Multicritério

Após a definição do conjunto final de alternativas e de posse dos seus respectivos desempenhos, realiza-se uma análise multicritério a fim de determinar qual será a alternativa preferida ou a ordenação das alternativas em relação ao seu desempenho global, de acordo com as preferências do decisor. Para tal, deve-se identificar a estrutura de preferências do decisor e, posteriormente, escolher o método multicritério a ser usado na análise.

Adicionalmente, a abordagem utilizada neste trabalho considera métodos multicritério determinísticos, ou seja, as consequências das alternativas serão tratadas como variáveis determinísticas. Assim, com o objetivo de buscar soluções mais robustas, especialmente por não considerar incertezas na análise multicritério de forma explícita, propõe-se a construção de um sistema de apoio à decisão cujas recomendações sejam baseadas na avaliação de mais de um método multicritério. Além de se evitar ficar atrelado às características intrínsecas de cada método, dá-se a oportunidade de analisar o comportamento de cada método no problema em questão. Deste modo, no sistema desenvolvido (SADPLANE), foram incluídos métodos compensatórios (de um critério de síntese) e não compensatórios (de sobreclassificação), com a vantagem adicional que decisores com diferentes tipos de preferência podem utilizá-lo.

No entanto, como na aplicação da metodologia proposta (capítulo 5), foi suposto que a estrutura do decisor admitia compensação entre os critérios, somente métodos multicritério baseados em um critério de síntese serão descritos aqui.

Neste sentido, propõe-se obter as recomendações para o problema de PEGLP a partir de três métodos: um clássico, o método AHP (*The Analytic Hierarchy Process*), que é amplamente utilizado na literatura, porém, não apresenta um procedimento formal para a avaliação intercritério, neste caso, a determinação das constantes de escala associadas aos critérios; uma metodologia que trata a questão de elicitación das constantes de escala de forma mais acurada que o AHP, porém, sem um procedimento formal – o método VIP Analysis (*Variable Interdependent Parameters Analysis*); e o método FITradeoff (*Flexible and Interactive Tradeoff*) que apresenta um procedimento formal para a elicitación das constantes de escala. Assim como a maioria dos métodos baseados em um critério de síntese, estes métodos utilizam para a agregação de desempenho das alternativas o modelo aditivo (KEENEY e RAIFFA, 1976), ou seja, uma soma dos desempenhos em cada critério ponderada pelos pesos (ou constantes de escala) dos critérios, que requer que haja independência preferencial entre os critérios.

Os métodos AHP, VIP Analysis e FITradeoff são descritos nas seções 4.6.1, 4.6.2 e 4.6.3, respectivamente.

#### 4.6.1 Método AHP (SAATY, 1977, 2005 e 2008, SAATY, 1987)

O método AHP – *The Analytic Hierarchy Process*, desenvolvido por SAATY, é uma teoria de medida baseada em comparações pareadas e que depende do julgamento de especialista para derivar uma escala de prioridades. Para realizar este julgamento, utiliza-se uma escala fundamental de valores absolutos, no intervalo 1-9, apresentada na Tabela 4.3 (Escala de Saaty), e que representa o quanto um elemento domina um outro em relação a um dado critério. Sabendo que os julgamentos podem ser inconsistentes, um dos interesses do método AHP é, quando possível, medir inconsistências e melhorar os julgamentos. Na ausência de elicitação dos pesos (ou constantes de escala), ou na inviabilidade de sua obtenção, a Escala de Saaty pode prover, uma orientação inicial para nortear as conjecturas sobre as suas preferências.

Tabela 4.3: Escala fundamental de valores absolutos de Saaty.

<i>Intensidade da importância</i>	<i>Definição</i>	<i>Explicação</i>
1	Igual importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo.
2 3	Importância fraca Importância moderada	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma atividade em relação à outra.
4 5	Importância moderada " <i>plus</i> " Importância forte	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma atividade em relação à outra.
6 7	Importância forte " <i>plus</i> " Importância muito forte ou demonstrada	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra, sua dominação de importância é demonstrada na prática.
8 9	Importância muito, muito forte Importância extrema	A evidência favorece uma atividade em relação à outra com o mais alto grau de certeza.
Recíprocos dos de cima	Se uma atividade <i>i</i> tem um dos números não nulos acima atribuído a ele quando comparado com uma atividade <i>j</i> , então <i>j</i> tem o valor recíproco quando comparado a <i>i</i>	Uma suposição razoável.
1,1 - 1,9	Se as atividades são muito próximas	Pode ser difícil atribuir um valor melhor, mas quando comparado com outras atividades contrastantes, o tamanho de número pequenos não dever ser notado, no entanto, eles ainda podem indicar a importância relativa das atividades.

O método AHP possui três etapas:

1. Decomposição/hierarquização do problema: tem como objetivo estruturar a hierarquia da decisão, definindo as metas e os objetivos no nível mais alto, os critérios no nível intermediário e as alternativas no nível mais baixo;
2. Avaliação comparativa dos elementos (alternativas e critérios)
  - 2.1. Construção da matriz de comparação par-a-par dos critérios que reflete a preferência do decisor sobre os critérios, a partir da qual serão definidos os pesos dos critérios;
  - 2.2. Construção, para cada critério, da matriz de comparação par-a-par das alternativas, a partir da qual será calculada o desempenho da alternativa em cada critério;
3. Síntese das prioridades
  - 3.1. Determinação dos pesos de cada critério;
  - 3.2. Determinação dos desempenhos das alternativas em cada critério;
  - 3.3. Determinação do desempenho global de cada alternativa. Isto é feito por meio da soma ponderada dos desempenhos das alternativas em cada critério:

$$v(a_i) = \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_i) \quad (4.9)$$

onde:

$v(a_i)$ : desempenho global da  $i$ -ésima alternativa;

$v_j(a_i)$ : desempenho da  $i$ -ésima alternativa associada ao  $j$ -ésimo critério,  $j=1, \dots, n$ ;

$k_j$ : peso do  $j$ -ésimo critério;

$n$ : número de critérios.

Após a determinação do desempenho global de cada alternativa, pode-se ordená-las de forma decrescente, onde a alternativa com maior desempenho global é dita a preferida.

A determinação dos pesos dos critérios é realizada a partir do cálculo do autovetor principal da matriz de comparação par-a-par dos critérios onde o  $j$ -ésimo elemento deste vetor representa o peso do  $j$ -ésimo critério. Os desempenhos das alternativas em cada critério são calculados da mesma forma, ou seja, para cada critério, calcula-se o

autovetor principal da matriz de comparação par-a-par das alternativas no critério e o  $i$ -ésimo elemento deste vetor representa o desempenho da  $i$ -ésima alternativa no critério.

Suponha que a matriz de comparação  $A$  seja consistente, ou seja,  $a_{jk} = a_{ik}/a_{ij}$ , logo esta matriz pode ser escrita como

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & & a_{2n} \\ & & \ddots & \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

O elemento  $a_{ij}$  representa a relação entre os critérios (ou alternativas)  $i$  e  $j$ , assim  $a_{ij} = k_i/k_j$ , e a matriz  $A$  pode ser reescrita como

$$A = \begin{bmatrix} \frac{k_1}{k_1} & \frac{k_1}{k_2} & \cdots & \frac{k_1}{k_n} \\ \frac{k_2}{k_1} & \frac{k_2}{k_2} & & \frac{k_2}{k_n} \\ & & \ddots & \\ \frac{k_n}{k_1} & \frac{k_n}{k_2} & \cdots & \frac{k_n}{k_n} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Entretanto, os  $k_i$  não são conhecidos e para determiná-los utiliza-se a teoria de autovalor e autovetor. Observe que ao multiplicar a matriz  $A$  pelo vetor  $\mathbf{k} = [k_1, k_2, \dots, k_n]$ , obtém-se um outro vetor que é proporcional à  $\mathbf{k}$ .

$$Ak = \begin{bmatrix} \frac{k_1}{k_1} & \frac{k_1}{k_2} & \cdots & \frac{k_1}{k_n} \\ \frac{k_2}{k_1} & \frac{k_2}{k_2} & & \frac{k_2}{k_n} \\ & & \ddots & \\ \frac{k_n}{k_1} & \frac{k_n}{k_2} & \cdots & \frac{k_n}{k_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_1 \\ k_2 \\ \vdots \\ k_n \end{bmatrix} = n \begin{bmatrix} k_1 \\ k_2 \\ \vdots \\ k_n \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Como  $A$  é consistente, todas as suas linhas são múltiplas da primeira linha. Assim, todas as linhas, exceto a primeira, são linearmente dependentes. Por isso,  $A$  tem posto igual a

1. Então, todos os  $\lambda_i$  autovalores de  $A$ , exceto um, são iguais a zero, e  $k$  é único e possui elementos positivos.

Se a matriz  $A$  não é perfeitamente consistente, como ela é quadrada e positiva, de acordo com o Teorema de Perron, existe apenas um autovalor de valor absoluto igual ao seu raio espectral ( $\lambda_{max}$ ), assim

$$Ak = \lambda_{max}k_{max} \quad (4.13)$$

E se a inconsistência de  $A$  não for grande:  $\lambda_{max} \approx n$  e  $k_{max} \approx k$ , onde  $\lambda_{max}$  é o autovalor associado ao autovetor principal da matriz de comparação. Para avaliar as inconsistências na matriz de comparação pareada, Saaty propôs calcular o índice de consistência (IC) determinado pela expressão (4.14).

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (4.14)$$

O índice IC é comparado com um índice aleatório (IA) cujo valor, fornecido pela Tabela 4.4, depende da dimensão do autovetor. Se o valor da razão IC/IA for menor que 0,10, o grau de consistência é satisfatório. Caso contrário, há sérias inconsistências na matriz de comparação.

Tabela 4.4:Índice aleatório.

$n$	IA
2	0
3	0,58
4	0,90
5	1,12
6	1,24
7	1,32
8	1,41
9	1,45
10	1,51

Vale ressaltar que dentre as críticas ao método AHP estão a questão da inconsistência que pode ser gerada nas comparações pareadas e no fato que esta comparação torna-se difícil para um número grande de alternativas. No entanto, como, neste trabalho, são utilizados os próprios desempenhos das alternativas, a matriz de comparação das alternativas em cada critério é totalmente consistente. Logo as etapas da construção desta matriz e o cálculo do seu autovetor principal são equivalentes a realizar, para cada

critério, a normalização dos desempenhos das alternativas pela soma dos desempenhos de todas as alternativas neste critério.

#### 4.6.2 Método VIP Analysis (DIAS e CLIMACO, 2000, CLIMACO e DIAS, 2006)

O método *VIP Analysis* (*Variable Interdependent Parameters Analysis*), proposto por DIAS e CLÍMACO em 2000, é baseado em um modelo aditivo de funções de valores (ou de utilidade) (KEENEY e RAIFFA, 1976). O valor global de uma alternativa  $a_i$  é a soma de seus valores para  $n$  critérios ( $v_1(a_i), \dots, v_n(a_i)$ ) ponderada pelos pesos (ou constantes de escala) dos  $n$  critérios  $\mathbf{k} = [k_1, \dots, k_n]$  que representam indiretamente a importância de cada critério.

$$v(a_i, \mathbf{k}) = \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_i), \quad \text{com } \sum_{j=1}^n k_j = 1 \text{ e } k_j \geq 0 \quad (4.15)$$

No processo de apoio à decisão, muitas vezes, o decisor tem dificuldades de atribuir valores para os pesos dos critérios. Quando a decisão deve ser tomada em grupo a dificuldade é ainda maior devido a divergência entre as preferências dos atores envolvidos. Neste sentido, o *VIP Analysis*, propõe que, ao invés de se definir, à priori, os valores dos pesos dos critérios, sejam informados intervalos e restrições lineares associados a eles.

Seja  $K$  o conjunto de todas as combinações dos valores dos pesos (ou constantes de escala) que satisfazem a todas as restrições estabelecidas. Uma vez estabelecido  $K$ , o *VIP Analysis* pode ser usado para obter conclusões robustas (aquelas que permanecem sobre todas as combinações de  $K$ ) e identificar quais resultados são mais afetados pela imprecisão nos valores dos pesos. A partir de um conjunto  $K$  de combinações aceitáveis de valores para os parâmetros de importância, e de um conjunto  $A = (a_1, \dots, a_m)$  de alternativas, o *VIP Analysis* gera, entre outros, os seguintes resultados:

- A gama de valores para cada alternativa  $a_i \in A$ , do  $\min\{v(a_i, \mathbf{k}): \mathbf{k} \in K\}$  ao  $\max\{v(a_i, \mathbf{k}): \mathbf{k} \in K\}$ . Se o maior valor possível de uma alternativa  $a_x$  é sempre menor que o menor valor possível de uma alternativa  $a_y$ , então a primeira alternativa poderia ser descartada;

- A maior diferença de valores para cada par ordenado de alternativas  $(a_i, a_j) \in A^2$ , isto é,  $\max\{v(a_i, \mathbf{k}) - v(a_j, \mathbf{k}) : \mathbf{k} \in K\}$ . Se a maior diferença é negativa ou nula, então  $v(a_j, \mathbf{k}) \geq v(a_i, \mathbf{k})$  para todo  $\mathbf{k} \in K$ , que é denotado como  $a_j \Delta a_i$  ( $a_j$  “domina”  $a_i$ ). Se a diferença não excede a uma tolerância  $\varepsilon$ , então  $v(a_j, \mathbf{k}) \geq v(a_i, \mathbf{k}) - \varepsilon$  para todo  $\mathbf{k} \in K$ . Esta situação é denotada como  $a_j \Delta \varepsilon a_i$  ( $a_j$  “quase-domina”  $a_i$  com tolerância  $\varepsilon$ );
- Para cada alternativa  $a_i \in A$ , o máximo arrependimento (Max Regret) associado com a escolha desta alternativa, ou seja, a diferença máxima entre o valor de  $a_i$  e das demais alternativas considerando aquelas que devem ter um valor maior que  $a_i$  dado  $K$ :

$$\text{Regret}_{\max}(a_i) = \max_{\mathbf{k} \in K} \left\{ \max_{j=1, \dots, m} \{v(a_j, \mathbf{k})\} - v(a_i, \mathbf{k}) \right\} \quad (4.16)$$

Se o  $\text{Regret}_{\max}(a_i) \leq 0$ , então pode-se dizer que  $a_i$  é ótima; Se o  $\text{Regret}_{\max}(a_i) \leq \varepsilon$ , então pode-se dizer que  $a_i$  é "quase-ótima" com tolerância  $\varepsilon$ .

### 4.6.3 Método FITradeoff (DE ALMEIDA *et al.* 2016, FREJ *et al.*, 2019, FREJ, 2019)

O método FITradeoff (*Flexible and Interactive Tradeoff*) foi desenvolvido por DE ALMEIDA *et al.* (2016) para resolver a problemática de escolha dentro do escopo da Teoria do Valor Multiatributo a partir do uso de um processo de elicitación de constantes de escalas estruturado baseado no procedimento tradicional de Tradeoff (KEENEY e RAIFFA, 1976). O método funciona baseado em um procedimento interativo de perguntas e respostas com o decisor, em um Sistema de Apoio à Decisão (SAD). Para calcular o desempenho global das alternativas o FITradeoff utiliza o modelo aditivo da expressão (4.17).

$$v(a_i) = \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_i) \quad (4.17)$$

onde:

$v(a_i)$ : desempenho global da  $i$ -ésima alternativa;

$v_j(a_i)$ : desempenho da  $i$ -ésima alternativa associada ao  $j$ -ésimo critério,  $j=1, \dots, n$ ;

$k_j$ : peso do  $j$ -ésimo critério;

$n$ : número de critérios.

As questões colocadas para o decisor pelo SAD requerem que ele compare duas alternativas hipotéticas por considerar tradeoff entre os critérios. Por exemplo, a Figura 4.5 ilustra as alternativas hipotéticas A e B. Em A, o critério  $C_2$  tem um resultado com valor intermediário ( $x'_2$ ) e todos os outros critérios  $C_2, C_3, \dots, C_n$  tem o pior resultado. Por sua vez, a alternativa B, tem a melhor saída para o critério  $C_3$  e a pior para os demais critérios. No FITradeoff, requiere-se do decisor especificar suas preferências entre as alternativas hipotéticas. Se o decisor prefere A a B, por exemplo, então tem-se que o valor global de A, de acordo com a expressão (4.17), é maior que o valor global de B, que leva a inequação:  $k_2 v_2(x'_2) > k_3$ .

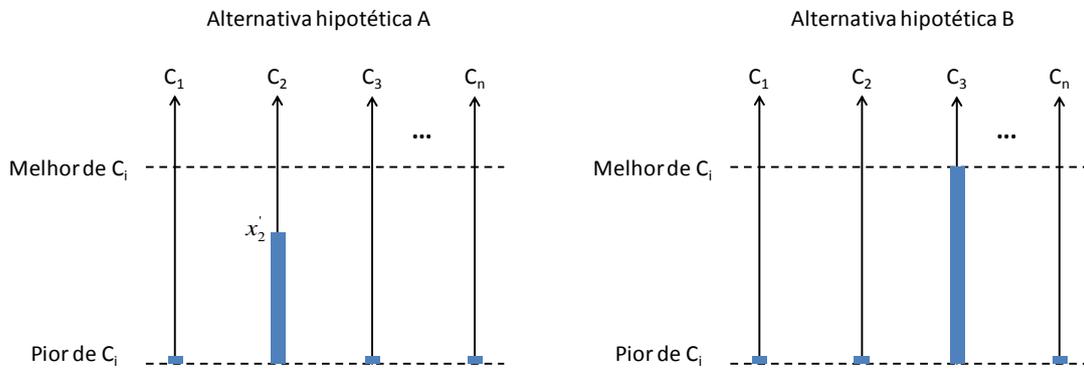


Figura 4.5: Alternativas hipotéticas comparadas pelo decisor no processo de elicitaco.

As inequaces deste tipo obtidas da informao dada pelo decisor durante o processo de elicitaco define a regio viável de pesos  $\varphi$ .

$$\varphi = k_1 > k_2 > \dots > k_n \mid \sum_{j=1}^n k_j = 1$$

$$k_j v_j(x'_j) > k_{j+1}, j = 1 \text{ a } n - 1 \quad (4.18)$$

$$k_j v_j(x''_j) < k_{j+1}, j = 1 \text{ a } n - 1$$

$$k_j \geq 0, j = 1, \dots, n$$

A primeira linha da expresso (4.18)  obtida a partir da ordenaco dos pesos dos critérios fornecida pelo decisor. A ltima linha de (4.18) garante que as constantes de escala tenham valores no negativos. As outras desigualdades so obtidas das declaraes de preferência estrita dadas pelo decisor durante o processo de elicitaco, onde  $x'_j$  e  $x''_j$  so valores das consequências no critério  $j$  (DE ALMEIDA *et al.*, 2016).

Como o decisor continua a fornecer mais informação durante o processo de elicitación, a região viável  $\varphi$  é atualizada com esta nova informação, e então a potencial otimalidade de cada alternativa  $i$  é verificada através de problemas de programação linear (PPL), com a seguinte função objetivo:

$$\text{Max} \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_i) \quad (4.19)$$

Além das desigualdades da região viável  $\varphi$  em (4.18), o modelo PPL tem uma restrição adicional que garante que o valor da alternativa  $i$  seja maior que o valor de todas as alternativas para ao menos um vetor de pesos dentro da região viável:

$$\sum_{j=1}^n k_j v_j(a_i) \geq \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_z), z = 1, 2, \dots, n, z \neq i \quad (4.20)$$

Se o modelo PPL com a função objetivo (4.19) e as restrições (4.18) e (4.20) tem uma solução, então significa que a alternativa  $a_i$  é potencialmente ótima, i.e., que existe ao menos um vetor de pesos na região viável que faz o valor de  $a_i$  ser maior que os valores das demais alternativas. Caso contrário, a alternativa  $a_i$  não é potencialmente ótima e assim é eliminada do processo.

O decisor continua respondendo às questões de elicitación até que uma única solução seja encontrada pelo PPL, i.e., até uma única alternativa  $a_F$  seja encontrada como potencialmente ótima para o espaço de pesos, que será o espaço de pesos final  $\varphi_F$ .

### **Método FITradeoff para a Problemática de Ordenação (FREJ et al., 2019)**

Ao contrário do que ocorre nos modelos aditivos com informação completa – nos quais um único vetor de pesos é obtido no final do processo para avaliar as alternativas de acordo com (4.17) (veja KEENEY e RAIFFA, 1976, EDWARDS e BARRON, 1994) – no método FITradeoff, um espaço de pesos  $\varphi_F$  é obtido no final do processo, para que haja um conjunto de vetores de pesos para o qual a alternativa escolhida é a melhor. Mas, para a problemática de ordenação, deve acontecer que diferentes vetores de pesos em  $\varphi_F$  resultem em diferentes ordens finais das alternativas, embora todas elas resultem na mesma alternativa para o primeiro lugar da ordenação,  $a_F$ .

Esta questão mostra a necessidade de verificar as relações de dominância entre as alternativas para o nível atual de informação parcial obtida, a fim de construir uma ordenação parcial ou completa, de acordo com a informação disponível. Ao contrário dos problemas de escolha, na problemática de ordenação as alternativas devem ser comparadas com outras alternativas e as relações de preferência verificadas tal que o conceito de potencial otimalidade não é mais suficiente para conduzir a análise. As dominâncias par-a-par precisam ser checadadas em cada passo. Portanto, um PPL tem que ser executado para cada par de alternativas, assim como deve-se tentar encontrar relações de dominância, ao invés de otimalidade potencial. Assim, a cada iteração, para cada par de alternativas  $(a_i, a_k)$ , o seguinte PPL é executado:

$$\max D(a_i, a_k) = \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_i) - \sum_{j=1}^n k_j v_j(a_k)$$

s.a.

$$k_1 > k_2 > \dots > k_n \mid \sum_{j=1}^n k_j = 1 \quad (4.21)$$

$$k_j v_j(x'_j) > k_{j+1}, j = 1 \text{ a } n - 1$$

$$k_j v_j(x''_j) < k_{j+1}, j = 1 \text{ a } n - 1$$

$$k_j \geq 0, j = 1, \dots, n$$

Como o decisor responde questões no FITradeoff, mais restrições são obtidas, tal que o espaço de pesos é reduzido. Uma matriz de dominância pode ser obtida de (4.21) a cada ciclo. A transitividade da relação de preferências permite que o esforço computacional seja reduzido. Com uma matriz de dominância pareada, é possível construir uma ordenação (parcial ou completa, dependendo da quantidade de informação obtida) das alternativas, em cada ciclo. Em cada ciclo, o SAD do FITradeoff constrói um diagrama de visualização da ordenação das alternativas que é similar a um diagrama de Hasse, utilizado para representar um conjunto parcialmente ordenado finito, na forma de um grafo de sua redução transitiva, como os apresentados nas Figuras 5.19 a 5.22.

## 4.7 Agrupamento das Alternativas em relação aos seus Desempenhos Globais usando Técnicas Estatísticas

Nos problemas de decisão que envolvem a problemática de ordenação e o cálculo dos desempenhos globais por meio de métodos baseados em um critério de síntese, e.g., no método AHP ou *VIP Analysis*, pode ser interessante a identificação, ao final da ordenação, das alternativas que sejam equivalentes (ou indiferentes) entre si. Isto pode ser efeito pelo emprego de uma tolerância (limiar de indiferença) para se comparar os valores finais da métrica utilizada (e.g., índice global de desempenho, no caso do AHP, ou máximo arrependimento, no *VIP Analysis*). Outra possibilidade, mais eficiente principalmente quando o número de alternativas é elevado, é a utilização de técnicas estatísticas de análise de agrupamentos. Nesta tese será utilizado um algoritmo hierárquico aglomerativo – o método de Ward (JOHNSON e WICHERN, 1998).

### 4.7.1 Método WARD para Análise de Agrupamento (JOHNSON e WICHERN, 1998)

A análise de agrupamentos (*cluster analysis*) é uma técnica estatística útil na segmentação de um conjunto de  $N$  objetos, caracterizados por  $p$  atributos, em subconjuntos mutuamente exclusivos, denominados conglomerados ou *clusters*, de tal forma que os objetos em um mesmo subconjunto sejam semelhantes entre si, mas ao mesmo tempo diferentes dos objetos pertencentes aos outros subconjuntos.

Os algoritmos de análise de agrupamentos baseiam-se em uma medida de dissimilaridade ou distância entre os objetos. Por exemplo, quando os atributos são quantitativos é comum empregar a distância euclidiana. Sejam  $x = (x_1, \dots, x_p)$  e  $y = (y_1, \dots, y_p)$  dois objetos caracterizados por  $p$  atributos quantitativos, a distância euclidiana entre estes dois objetos é definida como:

$$d_{x,y} = \sqrt{(x_1 - y_1)^2 + (x_2 - y_2)^2 + \dots + (x_p - y_p)^2} \quad (4.22)$$

Conforme mostra a Figura 4.6, todas as distâncias entre dois objetos de um conjunto podem ser organizadas na forma de uma matriz, conhecida como matriz de distâncias,

uma matriz simétrica, de ordem igual ao número de objetos,  $N$ , onde o elemento  $d_{ij}$  é a medida de distância entre os objetos  $i$  e  $j$ .

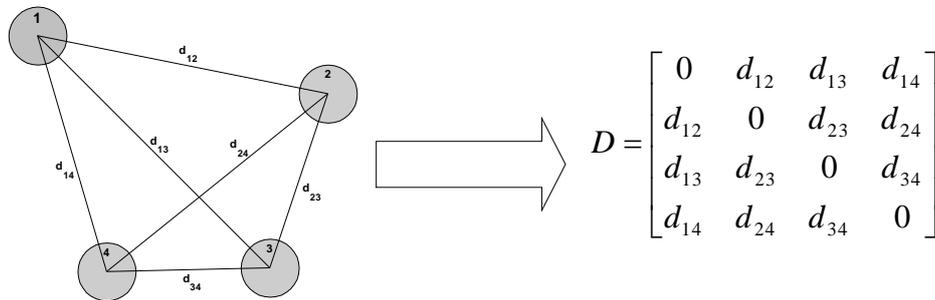


Figura 4.6:Matriz de distância.

Os métodos de análise de agrupamentos podem ser classificados em dois tipos:

- Métodos hierárquicos: segmentam o conjunto de objetos sequencialmente em 1,2,3,4 até  $N$  clusters, obtendo no final uma estrutura em árvore, (dendrograma) semelhante às classificações zoológicas (espécies, gêneros, famílias, ordem, etc.). Os métodos de encadeamento (*linkage*) e o método de Ward são exemplos de métodos hierárquicos.
- Métodos não-hierárquicos: segmentam o conjunto de objetos em um número fixado de  $k$  clusters definido a priori. O método não hierárquico mais difundido é o K-Means.

Comparando-se os métodos hierárquicos e não-hierárquicos (PESSANHA *et al.*, 2018b), o algoritmo K-Means é interessante na segmentação de conjuntos contendo um grande número de objetos, porém o método fornece apenas a partição em  $K$  clusters, sendo  $K$  definido a priori. Isto significa que a aplicação do K-Means requer a execução do algoritmo para diferentes valores de  $K$  com a finalidade de identificar o número de agrupamentos mais apropriado. Tal resultado pode ser fornecido em uma única execução de métodos hierárquicos, como o mais indicado nas situações em que o conjunto de dados não seja tão grande. Os métodos hierárquicos prescindem de uma definição prévia do número de clusters e fornecem segmentações do conjunto de dados em diferentes níveis de agregação, desde a segmentação em  $N-1$  clusters até 2 clusters. Entre os métodos hierárquicos, destaca-se o método de Ward.

Nos métodos hierárquicos os agrupamentos ou *clusters* são formados através de um processo iterativo que pode ser divisivo (*top-down*), se no início há apenas um *cluster* formado pelo conjunto de objetos que é dividido sucessivamente até que no final cada *cluster* contenha apenas um objeto, ou aglomerativo (*bottom-up*), se no início cada objeto forma um *cluster* que sucessivamente sofre uma série de fusões com outros *clusters* até que no final todos os objetos estejam em um único agrupamento. Os algoritmos aglomerativos possuem uma complexidade menor que os divisivos. O método de Ward é um algoritmo aglomerativo.

A seguir é apresentado o algoritmo do método aglomerativo para formar *clusters* em um conjunto com  $N$  objetos :

- 1) Inicie com  $N$  *clusters*, cada um contendo apenas um objeto e construa a matriz de distâncias de ordem  $N$ .
- 2) Identifique o menor elemento da matriz de distâncias para encontrar o par de *clusters* mais similares.
- 3) Reúna os dois *clusters* identificados na etapa 2 em um único *cluster* e atualize a matriz de distâncias, retirando as linhas e colunas relativas aos dois *clusters* identificados em 2 e incluindo a linha e coluna com as distâncias entre os demais *clusters* e o novo *cluster* formado. Note que a ordem da matriz de distâncias diminui de uma unidade a cada vez que a etapa 3 é executada.
- 4) Repita os passos 2 e 3 até que reste apenas dois *clusters*.

Uma vez identificada a alocação dos objetos em cada um dos 1, 2 ... $N$  *clusters* pelo algoritmo acima, é preciso definir o número adequado de agrupamentos para o caso em análise, conforme descrito na seção 4.7.2.

Os métodos hierárquicos baseiam-se em uma matriz simétrica de ordem  $N$ , onde o elemento  $ij$  guarda a distância entre o *cluster*  $i$  e o *cluster*  $j$ . Inicialmente as distâncias correspondem aos quadrados das distâncias euclidianas entre os próprios objetos, pois cada *cluster* tem apenas um elemento. Os *clusters* mais próximos são os mais semelhantes e, portanto, são os primeiros a serem agrupados. À medida que os *clusters* vão sendo agrupados, a ordem da matriz de distâncias diminui e as distâncias são recalculadas, mas como determinar as distâncias entre os *clusters*? Em resposta a esta pergunta os métodos de encadeamento disponibilizam três critérios: distância mínima

(*single linkage*), distância máxima (*complete linkage*) e distância média (*average linkage*), conforme ilustrado na Figura 4.7.

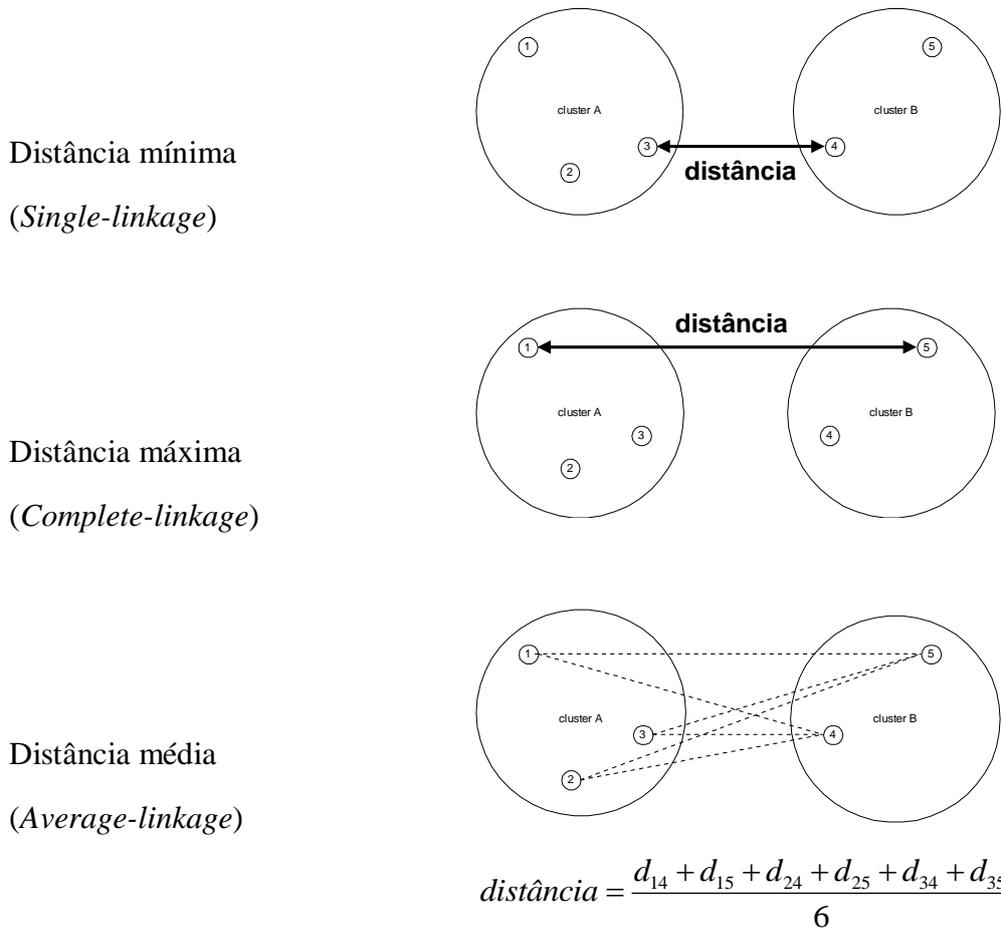


Figura 4.7: Critérios adotados pelos métodos de encadeamento para calcular distâncias entre clusters.

Na análise de agrupamentos objetiva-se formar *clusters* que sejam internamente homogêneos, concomitantemente, com uma separação nítida entre os *clusters*. Portanto, os objetos classificados em um mesmo *cluster* devem ser similares e os *clusters* devem ser diferentes entre si.

Em um algoritmo aglomerativo inicialmente cada *cluster* tem apenas um objeto, logo a variabilidade interna é nula e toda variabilidade do conjunto de dados encontra-se entre os *clusters*. Em seguida, a cada iteração do algoritmo aglomerativo, agregam-se dois *clusters* em um único *cluster*. O *cluster* resultante da fusão de outros dois *clusters* é formado por objetos diferentes, logo a variabilidade interna aumenta inexoravelmente.

Visando obter *clusters* mais homogêneos, o método Ward, de forma distinta dos métodos de encadeamento, agrupa o par de *clusters* que resulta no menor incremento da variabilidade interna dos agrupamentos a cada iteração. Tal critério de agregação decorre da adoção da seguinte medida de similaridade:

$$d_{ij} = \frac{p_i p_j}{p_i + p_j} d^2(c_i, c_j) \quad (4.23)$$

em que  $p_i$  e  $p_j$  denotam as quantidades de objetos nos *clusters*  $i$  e  $j$  respectivamente e  $d^2(c_i, c_j)$  representa o quadrado da distância euclidiana entre os centróides dos agrupamentos  $i$  e  $j$ .

#### **4.7.2 Definição do Número Adequado de Agrupamentos (MELO *et al.*, 2018b)**

A definição do número adequado de agrupamentos depende, evidentemente, dos objetivos pretendidos, assim como da existência, ou não, de condições de contorno.

No entanto, pode-se utilizar métricas para se aferir o desempenho da agregação, e.g., o dendrograma do processo de agrupamento (quando se utiliza um algoritmo hierárquico aglomerativo) e o percentual da inércia entre as classes (*Between Sum of Squares* - BSS) na inércia total dos dados (*Total Sum of Squares* - TSS). Ambas as métricas são descritas a seguir.

##### **4.7.2.1 Dendrograma**

A cada iteração de um método hierárquico aglomerativo, e.g., o método Ward, é possível armazenar a identificação dos *clusters* que foram agrupados e também a distância entre eles. Estas informações são utilizadas na montagem de um gráfico conhecido como *dendrograma*, que mostra a sequência de aglomeração dos *clusters*, uma informação útil na identificação do número de agrupamentos presentes em um conjunto de dados. O dendrograma oferece soluções para diferentes níveis de agregação dos objetos, sendo que os comprimentos dos ramos expressam o grau de dissimilaridade entre dois agrupamentos.

A sequência de agregações e as respectivas distâncias em que ocorrem podem ser ilustradas graficamente no dendrograma apresentado na Figura 4.8.

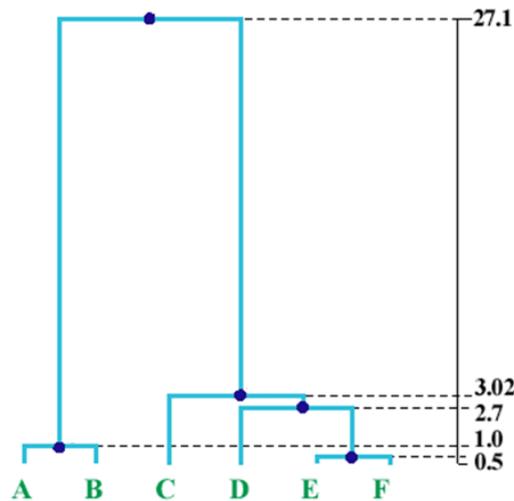


Figura 4.8: Dendrograma.

Por exemplo, os dois maiores ramos que emergem do dendrograma sugerem dois *clusters* bem distintos: (A,B) e (C,D,E,F). Inicialmente são agrupados os objetos ou *clusters* mais semelhantes, portanto, na base do dendrograma os ramos são curtos. À medida que o processo de aglomeração se desenvolve, *clusters* cada vez mais distintos são agrupados e os ramos tornam-se cada vez mais longos. Assim, uma boa estratégia para a formação de agrupamentos homogêneos, consiste em observar o momento em que os ramos tornam-se longos e então classificar todos os objetos conectados ao ramo em um mesmo *cluster*.

#### 4.7.2.2 Inércia

A variabilidade total de um conjunto de  $N$  objetos multivariados  $x_i, \forall i=1, \dots, N$  pode ser quantificada pela inércia total (*Total Sum of Squares* - TSS) definida como a soma dos quadrados dos desvios de cada objeto em relação ao centro de gravidade  $\bar{X}$  (média) do conjunto de dados:

$$\text{TSS} = \sum_{i=1}^N \left\| x_i - \bar{X} \right\|^2 \quad (4.24)$$

em que  $\left\| x_i - \bar{X} \right\|^2$  denota o quadrado da distância euclidiana entre o objeto  $x_i$  e a média do conjunto de dados.

Ao segmentar o conjunto de  $N$  objetos em  $K$  *clusters*, a inércia total pode ser expressa como a soma de duas parcelas: a inércia dentro dos *clusters* (*Within Sum of Squares* - WSS) e a inércia entre *clusters* (*Between Sum of Squares* - BSS):

$$TSS = \sum_{i=1}^N \|x_i - \bar{X}\|^2 = \sum_{q=1}^k \sum_{i \in q} \|x_i - \bar{X}_q\|^2 + \sum_{q=1}^k n_q \|\bar{X}_q - \bar{X}\|^2 = WSS + BSS \quad (4.25)$$

em que  $\bar{X}_q$  é o centro de gravidade (média) do *cluster*  $q$  e  $n_q$  denota o total de elementos no *cluster*  $q$ ,  $\forall q=1, K$ .

Ainda em (4.25), a primeira parcela corresponde à inércia dentro dos *clusters* e a segunda a inércia entre os *clusters*. A inércia total é uma característica dos dados, logo é invariável com relação ao número de agrupamentos. Contudo, a decomposição da inércia total em inércia dentro dos *clusters* e inércia entre *clusters* depende do número  $K$  de agrupamentos e a soma das duas parcelas é sempre constante e igual a inércia total.

A inércia dentro dos *clusters* é uma medida de variabilidade interna dos agrupamentos, quanto menor a inércia dentro dos *clusters* mais homogêneos são os agrupamentos. Dado que a inércia total é invariável, a redução da inércia dentro dos *clusters* vem sempre acompanhada do aumento da inércia entre os *clusters*.

Inicialmente, cada objeto forma um *cluster* e, portanto, a variabilidade dentro dos *clusters* é nula e a inércia dentro dos *clusters* é igual a zero. Neste caso, toda a variabilidade deve-se a variação entre os *clusters*. No outro extremo, quando todos os objetos estão agrupados em um único conjunto, não há variabilidade entre os *clusters* e toda variação é interna aos agrupamentos. Na análise de agrupamentos busca-se um número de *clusters*  $K$  diferente das duas soluções triviais ( $K$  deve ser maior que 1 e bem menor que  $N$ ), de tal forma que na partição do conjunto de dados a inércia entre os *clusters* seja preponderante (mais de 80% da inércia total) e conseqüentemente apenas uma parcela menor da variabilidade total dos dados esteja contida dentro dos agrupamentos.

## 4.8 Diagrama Esquemático da Metodologia Proposta

A Figura 4.9 apresenta, de forma esquemática, o núcleo básico da metodologia proposta.



Figura 4.9: Núcleo básico da metodologia proposta.

## **5 Aplicação da Metodologia Proposta ao Sistema de Geração Brasileiro**

### **5.1 Introdução**

Neste capítulo, é realizada a aplicação da metodologia proposta no capítulo 4 (primeiro objetivo da tese) a uma configuração real do sistema de geração brasileiro - de grande porte, interligado e com predominância hidroelétrica, sendo analisada a sua adequação (terceiro objetivo da tese).

Para isso, a metodologia proposta para resolver o problema de planejamento da expansão da geração considerando explicitamente a mitigação das mudanças climáticas foi implementada em um sistema de apoio à decisão multicritério para o planejamento da expansão da geração de longo prazo (segundo objetivo da tese), denominado SADPLANE.

A abordagem proposta está aderente aos procedimentos para a construção de modelos de ADMC apresentados na seção 3.5, e o seu núcleo básico é constituído por quatro etapas básicas: (i) formulação de alternativas de planos de expansão da geração (e de troncos de interligação entre os subsistemas); (ii) avaliação do desempenho destas alternativas em relação aos objetivos (ou critérios) adotados; (iii) pré-seleção das alternativas que irão para a etapa posterior; e (iv) a realização de uma análise multicritério para selecionar as “melhores” alternativas de plano de expansão de acordo com as preferências do decisor. Adicionalmente, quando pertinente, técnicas estatísticas de análise de agrupamentos são aplicadas ao final da ordenação para identificar as alternativas que são indiferentes entre si.

Ressalta-se que para a avaliação das alternativas faz-se necessário a definição dos objetivos e, conseqüentemente, dos critérios para representa-los. Conforme mencionado na seção 4.1, neste trabalho, para resolver o problema de planejamento da expansão de

longo prazo, deseja-se conciliar o objetivo de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas com outros objetivos, e.g., econômicos, socioambientais e de segurança energética. Para representar o objetivo de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas propõe-se utilizar o critério *emissões de GEE* calculado pelo modelo NEWAVE; e para ficar aderente à INDC brasileira, estas emissões de GEE serão calculadas no último ano de planejamento. Por sua vez, o objetivo econômico será representado pelo critério *custo total de expansão* calculado a partir da soma do custo de investimento obtido pelo modelo MELP e do valor esperado do custo de operação obtido pelo modelo NEWAVE. Por fim, o risco médio de déficit de energia, também calculado pelo NEWAVE, foi selecionado como critério para representar o objetivo de segurança energética. Neste trabalho, os objetivos socioambientais não foram considerados.

Com relação aos métodos ADMC inseridos no sistema SADPLANE, visando incorporar maior robustez à tomada de decisão, foram implementados dois métodos com agregação dos desempenhos de forma compensatória (usando um critério de síntese) – AHP e *VIP Analysis*, e um não compensatório (usando relações de sobreclassificação) – o ELECTRE III (ROY *et al.*, 1986).

Por sua vez, a quarta etapa depende da identificação do decisor que atuará neste problema de planejamento da expansão da geração. No Brasil, o Ministério de Minas e Energia (MME) está investido da responsabilidade legal e institucional para realizar planejamento do setor energético (o que inclui o setor elétrico), atuando em conjunto com outros ministérios tais como Casa Civil, Meio Ambiente e Economia, e outros órgãos, e.g., a Empresa de Pesquisa Energética. Entretanto, não fez parte do escopo desta tese empregar métodos para a identificação da estrutura de preferências destes decisores. Assim, neste trabalho, adotou-se a hipótese, razoável, que a estrutura do decisor admitia compensação entre os critérios, o que afastou a aplicação do método ELECTRE III (ROY *et al.*, 1986). Por outro lado, foi utilizado um outro método de um critério de síntese, que não faz parte do sistema SADPLANE, o FITradeoff, disponível para uso livre de custo no site [www.fitradeoff.org](http://www.fitradeoff.org), que foi utilizado com sucesso para a proposição de matrizes energéticas considerando diferentes tecnologias de geração de energia elétrica (KANG *et al.*, 2018).

Inicialmente, a seção 5.2 apresenta uma descrição do estudo de caso utilizado neste trabalho. Em seguida, em consonância com os quatro estágios do núcleo básico da metodologia, os resultados das etapas de formulação, avaliação e pré-seleção das alternativas são apresentados, respectivamente, nas seções 5.3, 5.4 e 5.5. A análise multicritério considerando os métodos AHP, *VIP Analysis* e FITradeoff para a seleção das melhores alternativas e uma análise comparativa dos resultados obtidos por estes métodos são descritos na seção 5.6, respectivamente. Por fim, a seção 5.6.4 apresenta uma comparação dos resultados entre os métodos.

## 5.2 Caracterização do Caso de Estudo

O caso utilizado neste trabalho é baseado em uma configuração real do sistema interligado brasileiro obtida do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE (MME e EPE, 2015). Nesta configuração o sistema interligado brasileiro (ou Sistema Interligado Nacional – SIN) é composto por nove subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE), Norte (N), Itaipu (IT), Acre/Rondônia (AC/RO), Manaus/Amapá/Boa Vista (MAN/AP/BV), Belo Monte (BM) e Teles Pires/Tapajós (TP). A Figura 5.1 ilustra esta configuração, onde Xingu (XIN), Imperatriz (IMP) e Ivaiporã (IV) são nós fictícios, i.e., não possuem geração e tampouco carga.



Figura 5.1:Configuração do Sistema Interligado Nacional. Fonte: MME e EPE (2015).

Embora, o ano meta para os compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris seja 2025, a iNDC brasileira também informou contribuições indicativas subsequentes, incluindo o setor elétrico, a serem alcançadas em 2030; assim, este ano foi adotado

como último ano (horizonte) do período de planejamento no estudo de caso. Como consequência, o período de planejamento considerado foi 2016 a 2030, para o qual foi formulado um conjunto de alternativas de planos de expansão da geração (e troncos de interligação), tendo como ano-base 2015. A matriz elétrica em 2015, em termos de capacidade, está ilustrada na Figura 5.2, onde se verifica que a participação da fonte hidroelétrica representa 68,8% dos 133.144 MW instalados. Por sua vez, a Figura 5.3 apresenta o mercado de energia médio anual previsto para o período de planejamento, correspondendo a uma taxa média de crescimento de 4,2% a.a.

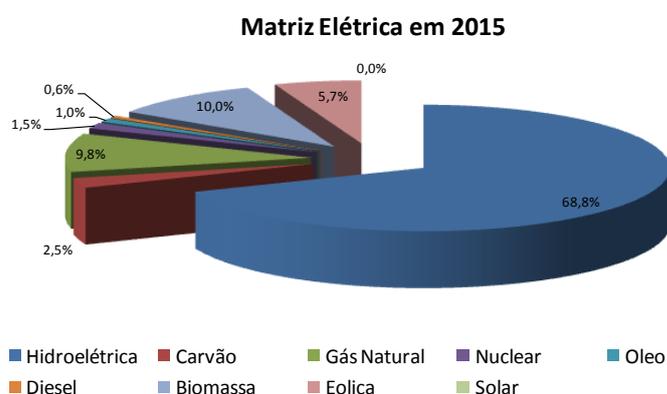


Figura 5.2: Composição da matriz elétrica do SIN existente em 2015.

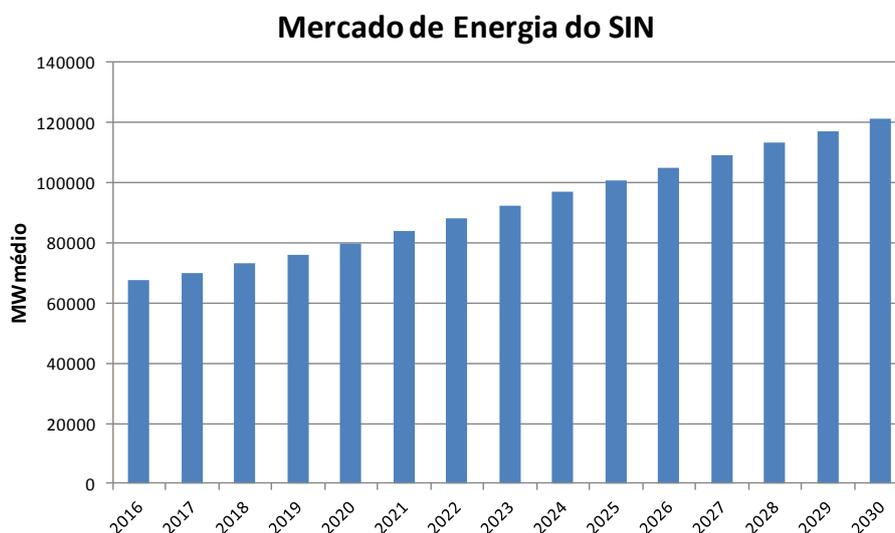


Figura 5.3: Mercado de energia médio anual para o período de planejamento.

Com relação ao portfólio de tecnologias candidatas à expansão, foram considerados 59 projetos de usinas hidrelétricas, totalizando 45.749 MW; 128 de usinas termelétricas,

(biomassa, gás natural, nuclear, carvão e óleo) totalizando 88.460 MW; 94 de usinas eólicas, totalizando 84.600 MW; e 34 de usinas solares fotovoltaicas (*Photovoltaic – PV*), totalizando 13.860 MW. Ressalta-se que os grandes centros consumidores de energia elétrica estão nas regiões Sudeste e Sul, compreendendo, assim, subsistemas importadores de energia, e existe uma grande capacidade de geração nas regiões Norte e Nordeste, subsistemas exportadores de energia, na maior parte do tempo. Para possibilitar as transferências energéticas sazonais entre os subsistemas interligados, é necessário que também sejam expandidos projetos de interligação entre os subsistemas, tendo sido considerados 121 projetos de interligação. Os custos de implantação dos projetos candidatos (usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares PV e troncos de interligações) foram obtidos do relatório (EPE, 2018). Os dados referentes a estes projetos são apresentados no Apêndice A.

### **5.3 Formulação de Alternativas de Planos de Expansão da Geração**

As alternativas de plano de expansão da geração para o período de planejamento 2016 a 2030 foram obtidas através de simulações com o modelo MELP. A primeira alternativa (BAU) foi obtida usando o procedimento de planejamento atual e corresponde ao caso *business as usual*. Adicionalmente, foram formuladas quatorze alternativas de planos de expansão, através da inserção, no modelo MELP, de restrições associadas a políticas energéticas específicas, tais como as iNDCs brasileiras, e suas implicações na matriz elétrica brasileira em 2030. Para facilitar a análise posterior, associou-se a cada uma destas alternativas um código mnemônico, conforme descrito a seguir:

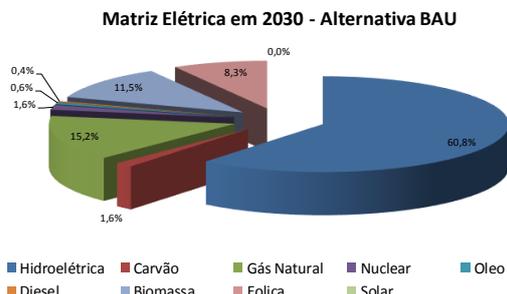
- BAU: *business as usual*;
- COP21: capacidade de biomassa + eólica + solar  $\geq 23\%$  da capacidade instalada total (CT) do sistema;
- 84(H\_COP21): capacidade de hidrelétrica + biomassa + eólica + solar  $\geq 84\%CT$ ;
- 30NRen: capacidade de biomassa + eólica + solar  $\geq 30\%CT$ ;
- 40NRen: capacidade de biomassa + eólica + solar  $\geq 40\%CT$ ;

- 12B\_8E\_3S: {biomassa  $\geq$  12%CT, eólicas  $\geq$  8%CT e solar  $\geq$  3%CT}, simultaneamente;
- N6: capacidade instalada de usinas nucleares  $\geq$  6,000 MW;
- N8: capacidade instalada de usinas nucleares  $\geq$  8,000 MW;
- COP21\_N8: considera simultaneamente as restrições das alternativas COP21 e N8;
- 12B\_8E\_3S\_N8: considera simultaneamente as restrições das alternativas 12B\_8E\_3S e N8;
- 84(H\_12B\_8E\_3S): considera simultaneamente as restrições das alternativas 84(H\_COP21) e 12B\_8E\_3S;
- 50H: capacidade de hidrelétrica  $\leq$  50%CT;
- 45H: capacidade de hidrelétrica  $\leq$  45%CT;
- 40H: capacidade de hidrelétrica  $\leq$  40%CT;
- 30H: capacidade de hidrelétrica  $\leq$  30%CT.

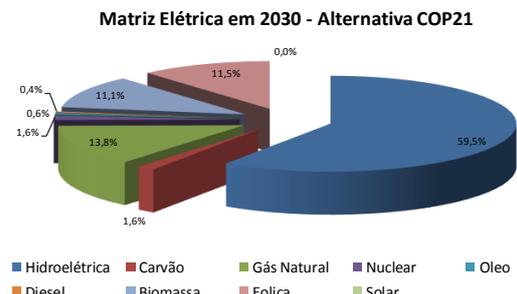
Como ilustração dos planos de expansão formulados (alternativas de expansão), as Figuras 5.4(a) – 5.4(o) apresentam as participações das fontes geradoras na matriz elétrica do sistema, em termos de percentual da capacidade instalada total, obtidas com modelo MELP para o ano de 2030, para cada alternativa. Nota-se destas figuras que o aumento da participação das fontes biomassa, eólica e solar em relação ao cenário BAU foi compensado, na maior parte, pela redução na participação de usinas hidrelétricas e de térmicas a gás natural. Observa-se também que houve redução na participação de usinas térmicas a carvão, óleo e nucleares, porém, em menor escala. Vale ressaltar que na maioria das alternativas houve um aumento significativo na participação das eólicas, o que corrobora a competitividade econômica e a maturidade comercial desta fonte. Por outro lado, considerando os dados utilizados, a geração solar ainda não é competitiva frente às demais fontes, só expandindo nas alternativas em que se pré-definiu um percentual de participação desta fonte (alternativas 12B\_8E\_3S, 12B\_8E\_3S\_N8 e 84(H\_12B\_8E\_3S)), ou quando a política energética requeria um grande percentual das fontes biomassa, eólica e solar (alternativa 40NRen), ou quando há uma grande redução de usinas hidrelétricas (alternativas 50H, 45H, 40H e 30H).

Ressalta-se ainda que as 4 últimas alternativas - 50H, 45H, 40H e 30H, representam políticas energéticas que resultam em planos com reduções aceleradas e até mesmo, do

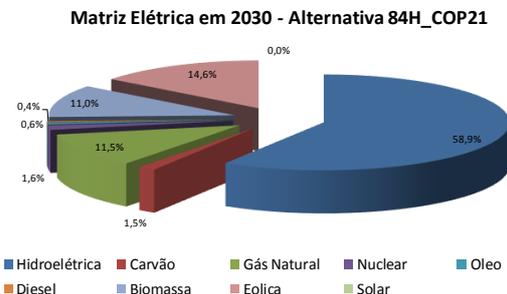
ponto de vista pragmático, de abandono da expansão de usinas hidrelétricas. Por exemplo, comparando com o ano-base (2015), seriam acrescentados 24.000, 17.000, 8.000 e 5.000 MW de capacidade de hidrelétricas, respectivamente, frente ao acréscimo 37.000 na alternativa BAU. Como consequência, além do aumento dos custos, há um aumento extremamente elevado de usinas eólicas, além de um aumento na participação de fontes mais poluentes como o gás natural e até de usinas termelétricas a carvão, a fim de manter a confiabilidade do sistema.



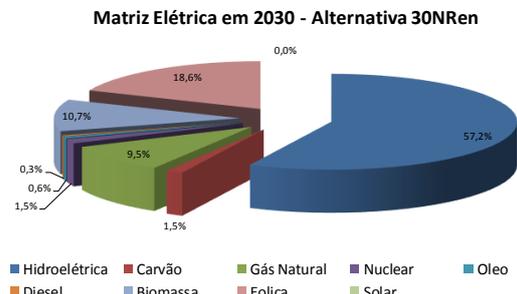
(a)



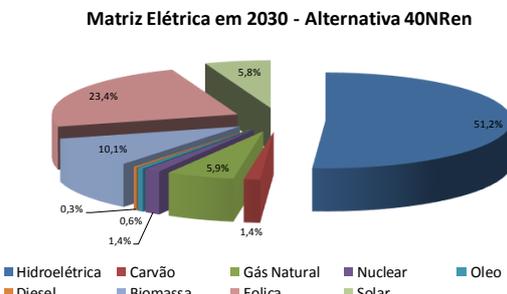
(b)



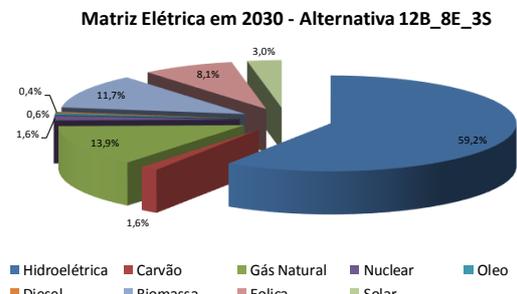
(c)



(d)

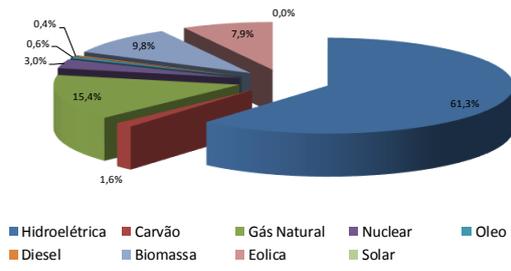


(e)



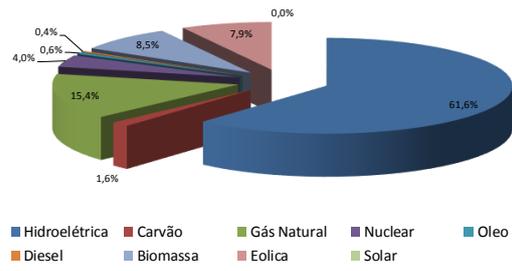
(f)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa N6**



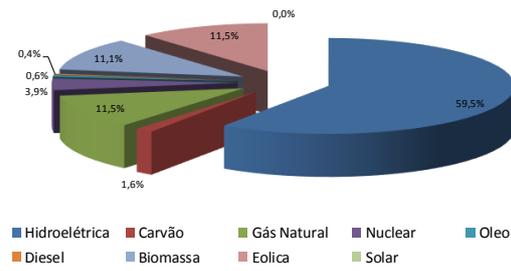
(g)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa N8**



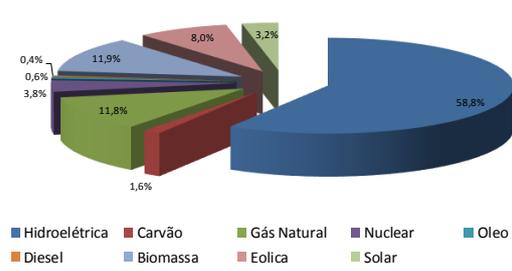
(h)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa COP21\_N8**



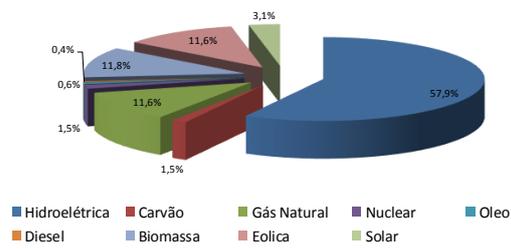
(i)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa 12B\_8E\_3S\_N8**



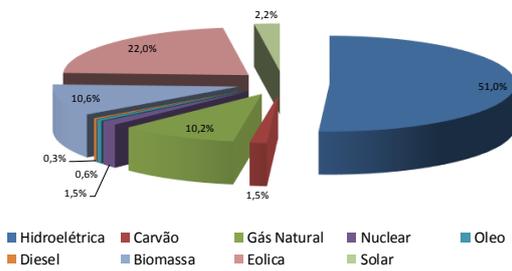
(j)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa 84H\_12B\_8E\_3S**



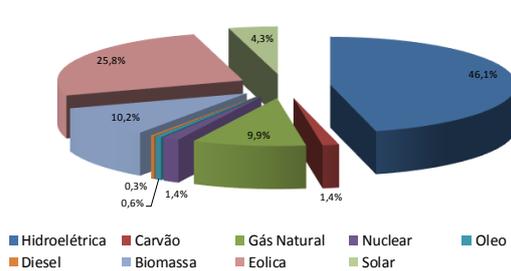
(k)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa 50H**



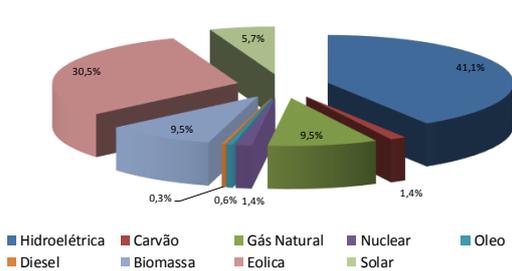
(l)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa 45H**

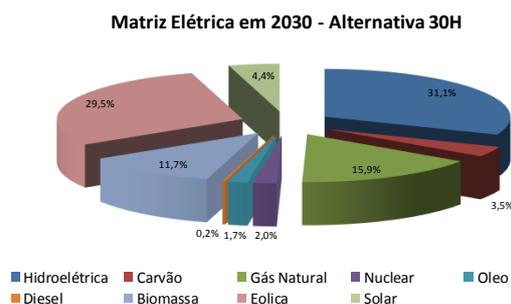


(m)

**Matriz Elétrica em 2030 - Alternativa 40H**



(n)



(o)

Figura 5.4: Composição da matriz elétrica das alternativas.

## 5.4 Avaliação do Desempenho das Alternativas de Planos de Expansão

As alternativas elaboradas na etapa de formulação foram avaliadas a partir da simulação com o modelo NEWAVE, em termos dos critérios considerados neste trabalho, tendo-se introduzido neste modelo o cálculo de emissões de ciclo de vida de GEE por tecnologia de geração de energia ( $\text{CO}_2\text{eq/kWh}$ ). A Tabela 5.1 apresenta o valor esperado do custo total de expansão calculado a partir da soma do custo de investimento obtido pelo modelo MELP e do valor esperado do custo de operação obtido pelo modelo NEWAVE, o risco de déficit de energia do subsistema Sudeste (subsistema com maiores demanda de energia e capacidade de geração) e as emissões de GEE em 2030 para cada alternativa, os dois últimos calculados pelo NEWAVE. Estes resultados serão utilizados na etapa de análise multicritério.

Tabela 5.1: Resultados da avaliação do desempenho das alternativas de plano de expansão.

Alternativa	Valor esperado do custo total ( $10^6$ R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton $\text{CO}_2\text{eq.}$ )
BAU	404.504,91	1,78	106,04
CO21	407.151,96	1,59	94,82
84(H_COP21)	424.225,83	1,57	84,92
30NRen	438.816,36	1,64	70,30
40NRen	491.674,60	2,01	49,81
12B_8E_3S	410.048,60	1,57	98,85
N6	409.939,19	1,45	103,79
N8	423.266,05	1,45	101,26
COP21_N8	444.829,71	1,69	81,85

<b>Alternativa</b>	<b>Valor esperado do custo total (10<sup>6</sup> R\$)</b>	<b>Risco de déficit do Sudeste (%)</b>	<b>Emissões de GEE em 2030 (Mton CO<sub>2</sub>eq.)</b>
12B_8E_3S_N8	436.264,37	1,57	82,36
84(H_12B_8E_3S)	419.977,12	1,56	85,44
50H	444.494,95	1,87	76,41
45H	466.867,19	1,92	75,22
40H	490.842,91	1,96	72,84
30H	679.878,65	3,43	88,13

Verifica-se que os valores dos desempenhos das alternativas estão coerentes com as suas respectivas composições da matriz elétrica do SIN. Por exemplo, a alternativa BAU, que possui uma das menores participações das usinas com tecnologia biomassa, eólica e solar, apresenta o menor custo total de expansão; por outro lado, esta alternativa corresponde ao maior valor de emissões de GEE devido ao grande percentual de usinas termelétricas a gás natural. Outro exemplo é a alternativa 40NRen que, devido ao elevado percentual de usinas a biomassa, eólica e solar, possui o maior custo total de expansão (depois da alternativa 30H) e, conseqüentemente, o maior risco de déficit de energia e os menores valores de emissões de GEE.

## **5.5 Pré-seleção das Alternativas para a Etapa de Análise Multicritério**

Esta etapa é realizada a fim de identificar o conjunto final de alternativas que devem ser consideradas na etapa de análise multicritério excluindo, por exemplo, alternativas que não sejam eficientes ou estejam distantes da fronteira de eficiência. Esta etapa é particularmente importante quando número de alternativas ou a variabilidade de desempenhos entre elas possa dificultar a eliciação dos pesos (ou constantes de escala) ou a determinação das funções de valores parciais adequadas para a análise intracritério.

Neste sentido, o modelo de análise de envoltória de dados (DEA) descrito na seção 4.5 foi aplicado ao conjunto de alternativas (DMUs), onde o vetor de insumos  $X$  de cada alternativa é constituído pelos critérios custo total, risco de déficit e emissões de GEE apresentados na Tabela 5.1, e o vetor  $Y$  de quantidades de produtos assume o valor unitário para todas alternativas. Neste caso, os métodos CRS, VRS e NDRS apresentaram os mesmos resultados, os quais se encontram na Tabela 5.2. Adotando o

limiar de corte igual a 90%, a alternativa 30H é, então, descartada, pois a sua eficiência é de 68%.

Tabela 5.2: Resultados da análise de envoltória de dados CRS.

<b>Alternativa</b>	<b>Eficiência</b>
BAU	100%
CO21	100%
84(H_COP21)	100%
30NRen	100%
40NRen	100%
12B_8E_3S	99%
N6	100%
N8	100%
COP21_N8	96%
12B_8E_3S_N8	100%
84(H_12B_8E_3S)	100%
50H	98%
45H	94%
40H	91%
30H	68%

Analisa-se, agora, o efeito da manutenção da alternativa 30H nos métodos ADMC. Por exemplo, para utilização de um método multicritério que utilize o modelo aditivo como forma de agregação dos critérios, deve-se estimar uma função de valor parcial que representa, para cada critério, o comportamento das alternativas. A partir dos desempenhos das alternativas apresentados na seção 5.4, e considerando que as funções de valor parcial dos critérios sejam lineares, assumindo valores ente zero (pior alternativa) e um (melhor), obtém-se as funções de valor parcial exibidas na Figura 5.5. Nota-se que, para o critério custo total de expansão, existe uma alternativa (30H) com custo muito maior (68% maior) que a alternativa com melhor desempenho (alternativa BAU) neste critério, o que pode causar uma indiferença entre as demais alternativas neste critério; o mesmo comportamento pode ser observado na função de valor parcial do critério risco de déficit. Por sua vez, a Figura 5.6 exhibe as funções de valor parcial dos critérios estimadas sem a consideração da alternativa 30H. Observa-se que a inclinação das funções associadas aos critérios custo total e risco de déficit foi alterada e o efeito de indiferença entre as alternativas foi reduzido.

Assim, a manutenção da 30H no conjunto final de alternativas acarretaria, assumindo uma modelagem linear, uma incapacidade dos métodos ADMC em distinguir as demais alternativas entre si (indiferença), prejudicando a análise e indicação das “melhores”

alternativas. Como consequência, a alternativa 30H foi excluída e o conjunto de alternativas sob o qual será realizada a análise multicritério passou a ter 14 elementos.

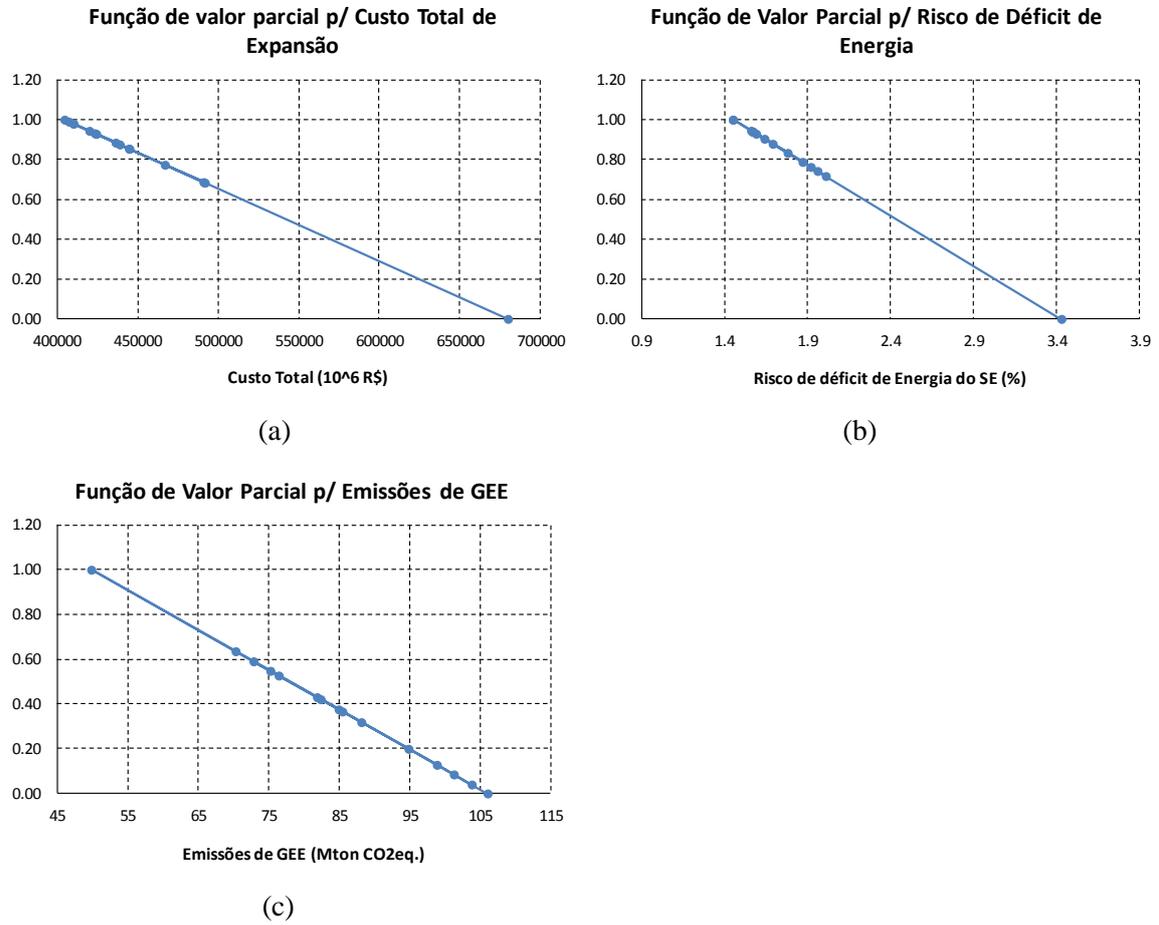
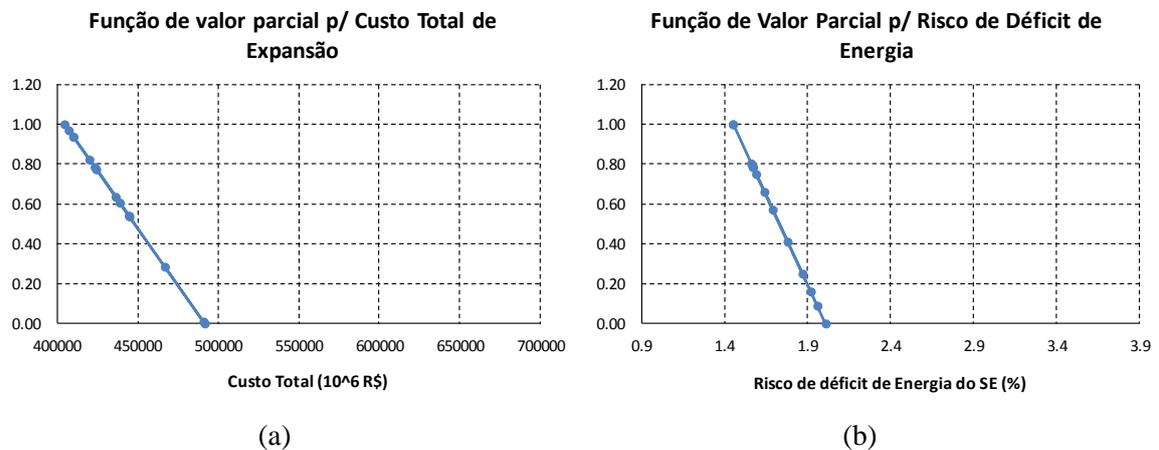
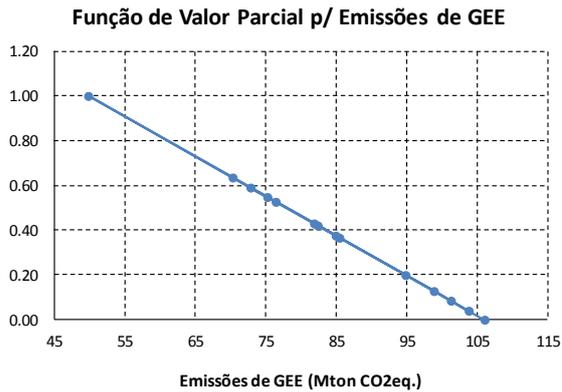


Figura 5.5: Função de valor parcial para os critérios: (a) Custo total de expansão; (b) Risco de déficit de energia do SE; e (c) Emissões de GEE.





(c)

Figura 5.6: Função de valor parcial para os critérios após a aplicação do DEA: (a) Custo total de expansão; (b) Risco de déficit de energia do SE; e (c) Emissões de GEE.

## 5.6 Análise Multicritério para o Planejamento da Expansão da Geração

Após a definição do conjunto de alternativas e de posse do cálculo dos desempenhos em cada critério considerado, realiza-se a análise multicritério para a ordenação das alternativas de acordo com as preferências do decisor.

A fim de verificar o desempenho da metodologia proposta para diferentes cenários de preferência, a análise multicritério foi realizada sob o ponto de vista de quatro tipos de decisores, conforme listado a seguir:

- decisor que não tem preferência entre os critérios, i.e., *neutro* - Decisor DN;
- decisor que considera que o critério *custo total* tem preferência sobre os demais - Decisor DC;
- decisor que considera que o critério *risco de déficit* tem preferência sobre os demais - Decisor DR;
- decisor que considera que o critério *emissões de GEE* tem preferência sobre os demais - Decisor DE.

Considerando que quando o decisor é informado por diversos arcabouços, logicamente consistentes e validados empiricamente, é mais provável que ele exerça escolhas sensatas, e também para verificar o desempenho de um conjuntos de métodos ADMC no problema em questão, serão utilizados os métodos AHP, *VIP Analysis* e FITradeoff,

conforme mencionado no capítulo 4. As seções 5.6.1, 5.6.2 e 5.6.3 apresentam, respectivamente, as recomendações obtidas a partir destes métodos.

### 5.6.1 Análise Multicritério com o Método AHP

Conforme mencionado na seção 4.6.1, a primeira etapa para aplicação do método AHP é a decomposição ou hierarquização do problema a fim de estruturá-lo, definindo os objetivos, os critérios e as alternativas, o que já foi efetuado nas seções anteriores deste capítulo.

Em seguida, deve-se realizar a comparação pareada dos critérios a fim de determinar os seus respectivos pesos que representam as preferências do decisor, e a comparação par-a-par das alternativas em cada critério com o objetivo de determinar os seus desempenhos relativos. Para tanto, utiliza-se a escala fundamental de valores absolutos da Tabela 4.3 (Escala de Saaty), no intervalo 1-9, representando a intensidade de preferência do decisor.

A primeira análise foi realizada do ponto de vista de um decisor para o qual os três critérios são igualmente preferíveis (Decisor DN). Isto equivale à intensidade de importância igual a 1 na Escala de Saaty, resultando na matriz de comparação da Tabela 5.3. Os pesos dos critérios são determinados a partir do cálculo do autovetor principal da matriz de comparação. Como os três critérios foram considerados igualmente preferíveis, os seus pesos são iguais a 0,333.

Tabela 5.3: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DN.

	<b>Custo Total</b>	<b>Risco de Déficit</b>	<b>Emissões de GEE</b>
<b>Custo Total</b>	1	1	1
<b>Risco de Déficit</b>	1	1	1
<b>Emissões de GEE</b>	1	1	1

O mesmo procedimento deve ser realizado para o cálculo dos desempenhos relativos das alternativas em cada critério. No entanto, como, neste trabalho, são utilizados os próprios desempenhos das alternativas, as etapas de construção da matriz de comparação das alternativas em cada critério e o cálculo do seu autovetor principal são

equivalentes a realizar, para cada critério, a normalização dos desempenhos das alternativas pela soma dos desempenhos de todas das alternativas neste critério.

A determinação dos desempenhos globais das alternativas é realizada através da expressão (4.9), e a partir destes valores realiza-se a ordenação das alternativas, cujo resultado está apresentado na Tabela 5.4. Nesta tabela, e nas demais semelhantes, são também assinalados em vermelho e verde respectivamente os piores e melhores desempenhos em cada critério.

Observa-se que a alternativa 40NRen obteve o melhor desempenho global pois, embora possua os piores desempenhos nos critérios custo total e risco de déficit, estes são compensados pelo seu excelente desempenho no critério emissões de GEE. Isto ocorre porque a diferença entre os valores de emissões de GEE é muito mais significativa do que a diferença entre os valores dos outros critérios: o seu custo (R\$ 492 bilhões) é 21% superior ao custo mais baixo (R\$ 404 bilhões, BAU); o seu risco de déficit (2,01%) é 39% superior ao do risco mais baixo (1,45%, N6 e N7); por outro lado, o valor mais elevado das emissões de GEE (106 Mton CO<sub>2</sub>eq, BAU) é 2 vezes superior ao desta alternativa (50 Mton CO<sub>2</sub>eq). Estes elementos também justificam o pior desempenho da alternativa BAU.

Para analisar a aplicação do método AHP para os demais tipos decisores, em que há preferência de um critério sobre os demais, decidiu-se verificar o impacto da utilização de dois valores de intensidade na Escala de Saaty (Tabela 4.3): 3 - intensidade moderada; e 5 - intensidade forte. Os resultados estão apresentados a seguir.

Tabela 5.4: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DN.

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
40NRen	0,0798	491.674,60	2,01	49,81
30NRen	0,0754	438.816,36	1,64	70,30
84(H_12B_8E_3S)	0,0728	419.977,12	1,56	85,44
84(H_COP21)	0,0726	424.225,83	1,57	84,92
12B_8E_3S_N8	0,0726	436.264,37	1,57	82,36
N6	0,0714	409.939,19	1,45	103,79
N8	0,0710	423.266,05	1,45	101,26
COP21	0,0709	407.151,96	1,59	94,82
COP21_N8	0,0705	444.829,71	1,69	81,85

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
12B_8E_3S	0,0702	410.048,60	1,57	98,85
50H	0,0699	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0687	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0680	466.867,19	1,92	75,22
BAU	0,0662	404.504,91	1,78	106,04

### 5.6.1.1 Análise considerando Intensidade de Preferência Moderada

Neste caso, foi considerado que as preferências dos decisores eram de intensidade moderada, o que equivale ao valor de intensidade igual a 3 na Tabela 4.3.

Para o Decisor DC (critério custo total tem preferência sobre os demais), a matriz de comparação dos critérios é apresentada na Tabela 5.5, onde, na primeira linha, lê-se que o critério custo total é 3 vezes mais importante que os critérios risco de déficit e emissões de GEE, sendo estes de igual importância. A partir desta matriz, calculou-se os pesos dos critérios que, para este caso, são iguais a 0,6 para o critério custo total, e 0,2 para o risco de déficit e para as emissões de GEE. A ordenação obtida para este decisor é apresentada na Tabela 5.6.

Tabela 5.5: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DC com intensidade moderada.

	Custo Total	Risco de Déficit	Emissões de GEE
Custo Total	1	3	3
Risco de Déficit	0,333	1	1
Emissões de GEE	0,333	1	1

A alternativa 30NRen foi a que obteve melhor desempenho e, em princípio, poderia ser considerada como a preferida para o Decisor DC. Esta alternativa possui um desempenho mediano em termos de custo total, mas este é compensado pelos seus desempenhos muito bom em emissões de GEE e razoável em termos de risco de déficit. Note, porém, que existem outras alternativas com desempenhos globais muito próximos (84(H\_12B\_8E\_3S), COP21, 40NRen e N6) e que também poderiam ser recomendadas. A seção 5.6.1.3, com base no apresentado na seção 4.7, discutirá este ponto.

Tabela 5.6: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DC com preferência moderada.

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
30NRen	0,0736	438.816,36	1,64	70,30
84(H_12B_8E_3S)	0,0733	419.977,12	1,56	85,44
COP21	0,0731	407.151,96	1,59	94,82
40NRen	0,0731	491.674,60	2,01	49,81
N6	0,0731	409.939,19	1,45	103,79
84(H_COP21)	0,0728	424.225,83	1,57	84,92
12B_8E_3S	0,0724	410.048,60	1,57	98,85
N8	0,072	423.266,05	1,45	101,26
12B_8E_3S_N8	0,072	436.264,37	1,57	82,36
BAU	0,0705	404.504,91	1,78	106,04
COP21_N8	0,0702	444.829,71	1,69	81,85
50H	0,0699	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0678	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0661	466.867,19	1,92	75,22

A Tabela 5.7 apresenta a matriz de comparação dos critérios para o Decisor DR (risco de déficit tem preferência sobre os demais critérios). Os pesos dos critérios para este decisor são iguais a 0,2 para os critérios custo total e emissões de GEE e 0,6 para o risco de déficit. A alternativa preferida (N6) foi aquela que possui o melhor desempenho em termos de risco de déficit. A segunda alternativa (N8) possui o mesmo valor de risco de déficit, no entanto a N6 possui custo total menor, por isso foi a preferida, muito embora os desempenhos globais das duas estejam muito próximos.

Tabela 5.7: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DR com intensidade moderada.

	Custo Total	Risco de Déficit	Emissões de GEE
Custo Total	1	0,333	1
Risco de Déficit	3	1	3
Emissões de GEE	1	0,333	1

Tabela 5.8: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DR com preferência moderada.

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
N6	0,0757	409.939,19	1,45	103,79
N8	0,0755	423.266,05	1,45	101,26
30NRen	0,0743	438.816,36	1,64	70,30
84(H_12B_8E_3S )	0,0743	419.977,12	1,56	85,44
84(H_COP21)	0,0739	424.225,83	1,57	84,92

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
12B_8E_3S_N8	0,0739	436.264,37	1,57	82,36
COP21	0,0725	407.151,96	1,59	94,82
12B_8E_3S	0,0725	410.048,60	1,57	98,85
40NRen	0,0716	491.674,60	2,01	49,81
COP21_N8	0,0705	444.829,71	1,69	81,85
50H	0,0675	444.494,95	1,87	76,41
BAU	0,0665	404.504,91	1,78	106,04
40H	0,066	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0651	466.867,19	1,92	75,22

Para o Decisor DE (emissões de GEE tem preferência sobre os demais critérios), a Tabela 5.9 apresenta a matriz de comparação dos critérios. O peso do critério emissões de GEE é igual a 0,6 e dos demais critérios são iguais a 0,2. Neste caso, conforme a Tabela 5.10, a alternativa com melhor desempenho no critério com preferência foi a escolhida (40NRen). Por sua vez, a alternativa BAU que possui pior desempenho neste critério ficou em último lugar na ordenação.

Tabela 5.9: Matriz de comparação entre os critérios para o Decisor DE com intensidade moderada.

	Custo Total	Risco de Déficit	Emissões de GEE
Custo Total	1	1	0,333
Risco de Déficit	1	1	0,333
Emissões de GEE	3	3	1

Tabela 5.10: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DE com preferência moderada.

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
40NRen	0,0946	491.674,60	2,01	49,81
30NRen	0,0784	438.816,36	1,64	70,30
45H	0,0728	466.867,19	1,92	75,22
50H	0,0724	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0721	490.842,91	1,96	72,84
12B_8E_3S_N8	0,0718	436.264,37	1,57	82,36
84(H_COP21)	0,0709	424.225,83	1,57	84,92
84(H_12B_8E_3S)	0,0709	419.977,12	1,56	85,44
COP21_N8	0,0707	444.829,71	1,69	81,85
COP21	0,0671	407.151,96	1,59	94,82
12B_8E_3S	0,0657	410.048,60	1,57	98,85
N8	0,0656	423.266,05	1,45	101,26
N6	0,0652	409.939,19	1,45	103,79
BAU	0,0617	404.504,91	1,78	106,04

Nestas análises, observa-se que algumas alternativas levam vantagem sobre as outras por seus excelentes desempenhos em alguns critérios compensarem desempenhos ruins em outros, como é o caso da alternativa 30NRen na análise com Decisor DC. Para atenuar o efeito de compensação pode-se aumentar a intensidade de preferência dos critérios. A seção 5.6.1.2 apresenta uma análise considerando intensidade de preferência forte para os critérios, ou seja, intensidade igual a 5 na Escala de Saaty.

#### **5.6.1.2 Análise considerando Intensidade de Preferência Forte**

As Tabelas 5.11, 5.12 e 5.13, apresentam, respectivamente, as ordenações obtidas com o método AHP considerando a intensidade de preferência forte (valor de intensidade igual a 5 na Escala de Saaty - Tabela 4.3).

Nota-se que, para o Decisor DC (Tabela 5.11), as alternativas com melhores desempenhos no critério custo total, desde que também apresentem desempenhos bons ou razoáveis nos demais critérios, passaram a ocupar os primeiros lugares (COP21, N6, 84(H\_12B\_8E\_3S), 12B\_8E\_3S). Por exemplo, a alternativa preferida foi a COP21 que exibe bons desempenhos nos critérios custo total (segundo melhor) e risco déficit, e desempenho razoável no critério emissões de GEE, sendo este resultado mais coerente do que aquele obtido com intensidade moderada. A ordenação da Tabela 5.11 também foi bem alterada em relação a da Tabela 5.6., e.g., a alternativa preferida com a intensidade moderada (30NRen) saiu do grupo das melhores alternativas (vide seção 5.6.1.3).

Por outro lado, para os Decisores DR e DE, embora os primeiros e os últimos lugares tenham se mantido, houve alteração na ordenação das alternativas, em geral, alternativas com desempenhos globais muito próximos trocaram de lugar.

Antecipa-se que, para os três tipos de decisores com preferências em um dos critérios, as alternativas preferidas com o método AHP, considerando a intensidade de preferência forte (valor de intensidade igual a 5 na Escala de Saaty), coincidiram com os métodos *VIP Analysis* e *FITradeoff*. Assim, daqui em diante, somente os resultados do método AHP com intensidade de preferência forte serão considerados.

Tabela 5.11: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DC com preferência forte.

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
COP21	0,0740	407.151,96	1,59	94,82
N6	0,0739	409.939,19	1,45	103,79
84(H_12B_8E_3S)	0,0735	419.977,12	1,56	85,44
12B_8E_3S	0,0734	410.048,60	1,57	98,85
84(H_COP21)	0,0729	424.225,83	1,57	84,92
30NRen	0,0728	438.816,36	1,64	70,30
N8	0,0724	423.266,05	1,45	101,26
BAU	0,0723	404.504,91	1,78	106,04
12B_8E_3S_N8	0,0718	436.264,37	1,57	82,36
40NRen	0,0703	491.674,60	2,01	49,81
COP21_N8	0,0701	444.829,71	1,69	81,85
50H	0,0699	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0675	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0653	466.867,19	1,92	75,22

Tabela 5.12: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DR com preferência forte.

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
N6	0,0776	409.939,19	1,45	103,79
N8	0,0774	423.266,05	1,45	101,26
84(H_12B_8E_3S)	0,0749	419.977,12	1,56	85,44
84(H_COP21)	0,0745	424.225,83	1,57	84,92
12B_8E_3S_N8	0,0745	436.264,37	1,57	82,36
30NRen	0,0739	438.816,36	1,64	70,30
12B_8E_3S	0,0735	410.048,60	1,57	98,85
COP21	0,0732	407.151,96	1,59	94,82
COP21_N8	0,0705	444.829,71	1,69	81,85
40NRen	0,0681	491.674,60	2,01	49,81
BAU	0,0667	404.504,91	1,78	106,04
50H	0,0664	444.494,95	1,87	76,41
40H	0,0649	490.842,91	1,96	72,84
45H	0,0639	466.867,19	1,92	75,22

Tabela 5.13: Ordenação das alternativas obtidas pelo AHP para o Decisor DE com preferência forte.

Alternativa	Desempenho Global	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)
40NRen	0,1009	491.674,60	2,01	49,81
30NRen	0,0796	438.816,36	1,64	70,3
45H	0,0748	466.867,19	1,92	75,22
40H	0,0736	490.842,91	1,96	72,84
50H	0,0735	444.494,95	1,87	76,41
12B_8E_3S_N8	0,0715	436.264,37	1,57	82,36
COP21_N8	0,0708	444.829,71	1,69	81,85
84(H_COP21)	0,0703	424.225,83	1,57	84,92
84(H_12B_8E_3S)	0,0701	419.977,12	1,56	85,44
COP21	0,0654	407.151,96	1,59	94,82
12B_8E_3S	0,0637	410.048,60	1,57	98,85
N8	0,0633	423.266,05	1,45	101,26
N6	0,0626	409.939,19	1,45	103,79
BAU	0,0597	404.504,91	1,78	106,04

### 5.6.1.3 Agrupamento das Alternativas – Método AHP considerando Intensidade de Preferência Forte

A partir dos desempenhos globais calculados pelo método AHP considerando os quatro tipos de decisores – DN (Tabela 5.4), e DC, DR e DE com intensidade de preferência forte (Tabelas 5.11 a 5.13), foi efetuada uma análise de agrupamentos utilizando o algoritmo hierárquico aglomerativo – o método de Ward, descrito na seção 4.7. Como resultado, foram obtidos os respectivos dendrogramas, assim como a métrica percentual da inércia entre as classes (BSS) na inércia total dos dados (TSS), estas em função do número de agrupamentos. A partir dessas informações, adotou-se como critério para recomendar o número de agrupamentos, que a métrica (BSS/TSS) fosse igual ou superior a 95%.

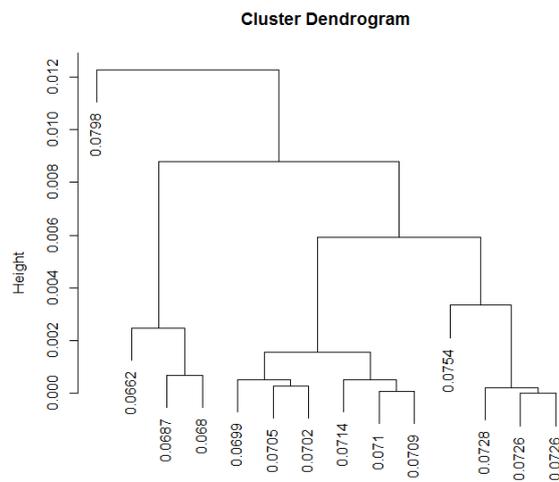
#### Decisor DN

A Figura 5.7 ilustra, para este decisor, os dendrogramas com a informação do desempenho global das alternativas - Figura 5.7 (a), e com descrição mnemônica das alternativas - Figura 5.7 (b). Já a Figuras 5.8 apresenta a curva BSS/TSS obtida.

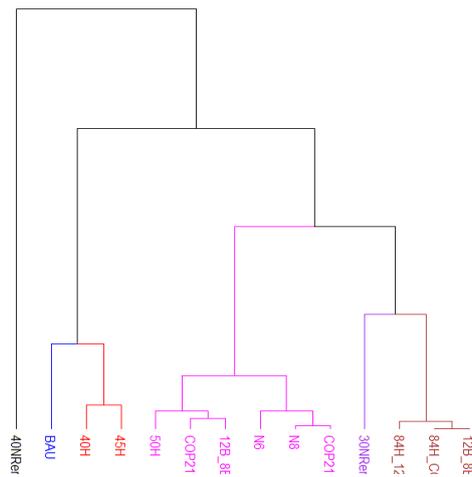
Conforme mencionado na seção 4.7.2.1, uma boa estratégia para a formação de agrupamentos homogêneos a partir de dendrogramas, consiste em observar o momento em que os ramos tornam-se longos e então classificar todos os objetos conectados ao

ramo em um mesmo *cluster*. Na Figura 5.7, observa-se que os ramos tornam-se mais longos quando o sétimo agrupamento é formado. No entanto, a partir da Figura 5.8, nota-se que o sexto agrupamento já possui um percentual de BSS/TSS igual a 96%, i.e., ligeiramente maior que o critério adotado (95%); logo, não haveria a necessidade de considerar sete *clusters*. Note que as alternativas que são da mesma classe estão ligadas a ramos com a mesma cor na Figura 5.7 (b) como, por exemplo, as alternativas 84(H\_12B\_8E\_3S), 84(H\_COP21) e 12B\_8E\_3S que ocupam a terceira posição na ordenação e estão são ligadas aos ramos de cor vinho. Na Figura 5.7 (a), esta informação é apresentada em termos dos desempenhos globais das alternativas.

Assim, para este caso, o número de agrupamentos recomendado foi 6 classes, as quais estão discriminadas nas cores azul e branco na Tabela 5.4 (e nas demais tabelas que se seguem semelhantes a essa) refletem as alternativas constantes em cada grupo. As alternativas 40NRen e 30NRen ocupam os dois primeiros grupos, principalmente devido aos seus desempenhos no critério emissões de GEE (ramos de cor vermelha na Figura 5.7 (b)).



(a)



(b)

Figura 5.7: Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DN.

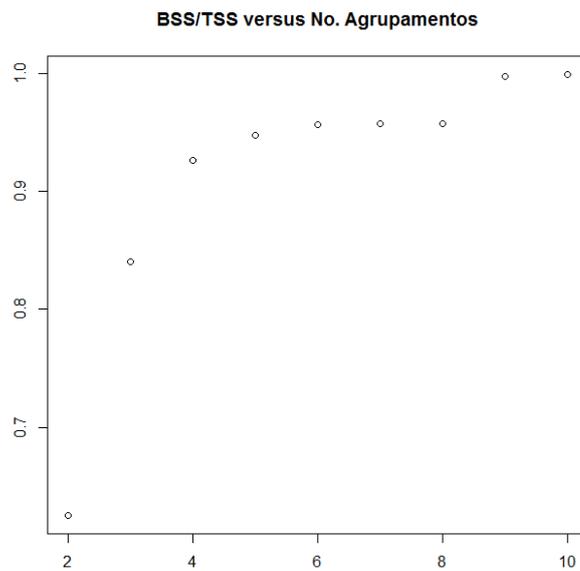
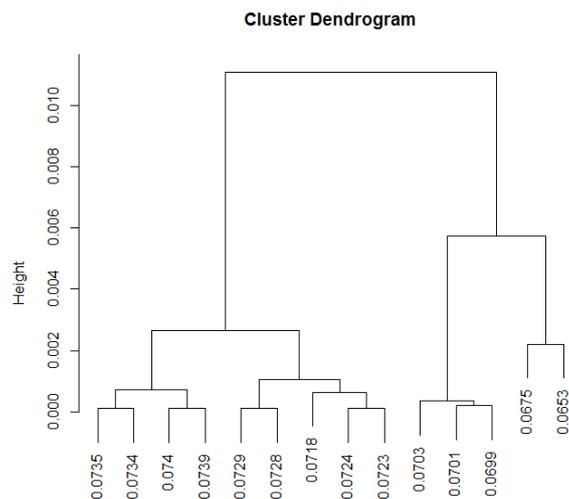


Figura 5.8: Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DN.

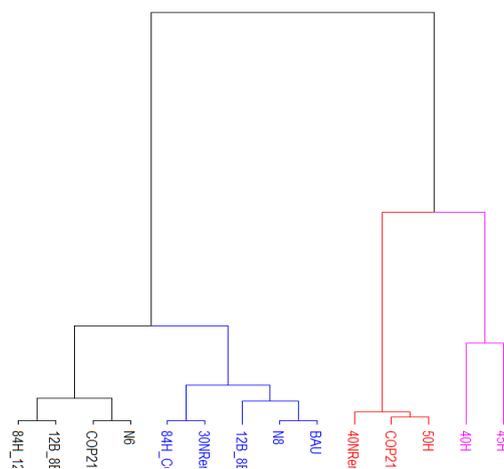
### Decisor DC

A Figura 5.9 ilustra, para o decisor DC, os dendrogramas com a informação do desempenho global das alternativas - Figura 5.9 (a), e com descrição mnemônica das alternativas - Figura 5.9 (b). Já a Figura 5.10 apresenta a curva BSS/TSS obtida.

Neste caso, observa-se a partir da Figura 5.9, que os ramos dos dendrogramas tornam-se mais longos quando o quarto agrupamento é formado; o que é ratificado pela Figura 5.10, onde o quarto agrupamento possui percentual de BSS/TSS maior que 95%. Na Tabela 5.11, as cores azul e branco das duas primeiras colunas refletem as alternativas constantes em cada grupo. Neste caso, as alternativas COP21, N6, 84(H\_12B\_8E\_3S) e 12B\_8E\_3S pertencem ao primeiro agrupamento e podem ser consideradas como indiferentes para este decisor (ramos de cor preta na Figura 5.9 (b)). Já as alternativas 45H e 40H, que representam políticas energéticas que resultam em planos com abandono da expansão de usinas hidrelétricas estão em um mesmo grupo e ocupam a última posição na ordenação (ramos de cor rosa na Figura 5.9 (b)).



(a)



(b)

Figura 5.9: Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DC.

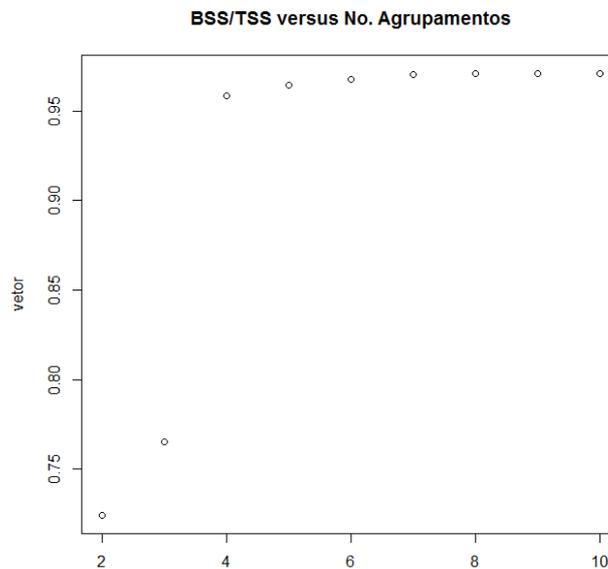


Figura 5.10: Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DC.

### **Decisor DR**

A Figura 5.11 ilustra, para este decisor, os dendrogramas com a informação do desempenho global das alternativas - Figura 5.11 (a), e com a descrição mnemônica das alternativas - Figura 5.11 (b). Já a Figura 5.12 apresenta a curva BSS/TSS obtida.

Neste caso, nota-se, na Figura 5.11, que os ramos dos dendrogramas tornam-se longos a partir do quinto agrupamento; no entanto, o percentual de BSS/TSS para 4 classes já é maior que o critério de 95%. Deste modo, o número de agrupamentos recomendado foi 4 classes, e as cores azul e branco das duas primeiras colunas na Tabela 5.12 refletem as alternativas constantes em cada grupo. Para este decisor, as alternativas N6 e N8 são indistinguíveis e ocupam a primeira posição (ramos de cor azul na Figura 5.11 (b)). Novamente, as alternativas 50H, 45H e 40H, que representam políticas energéticas que resultam em planos com forte redução ou abandono da expansão de usinas hidrelétricas estão em um mesmo grupo e ocupam a última posição na ordenação (ramos de cor preta na Figura 5.11 (b)).

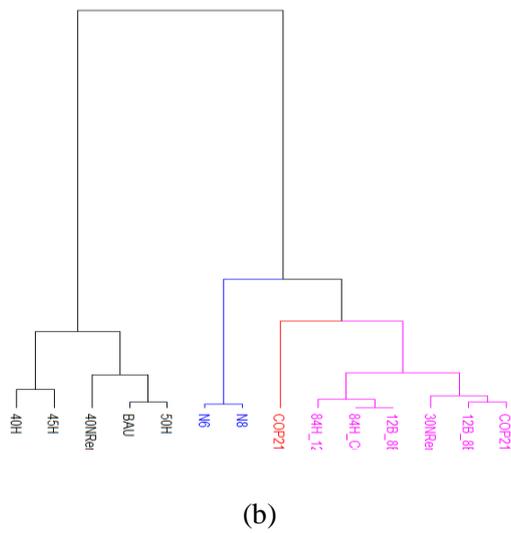
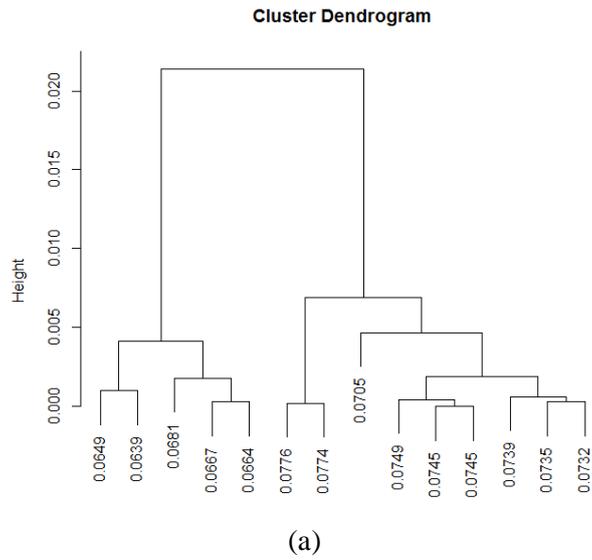


Figura 5.11: Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DR.

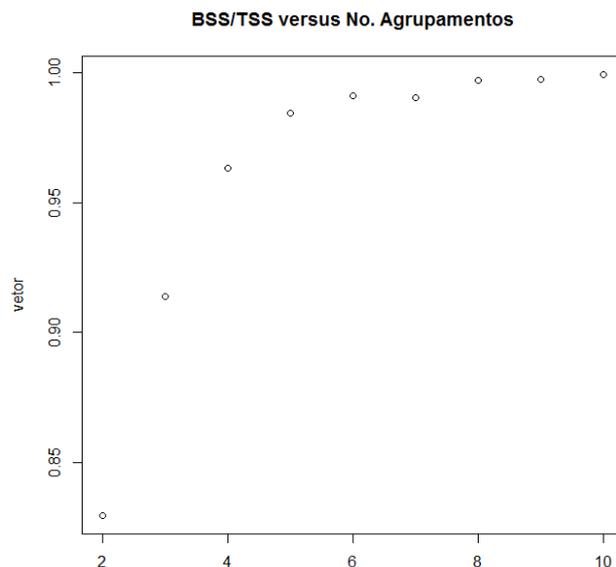
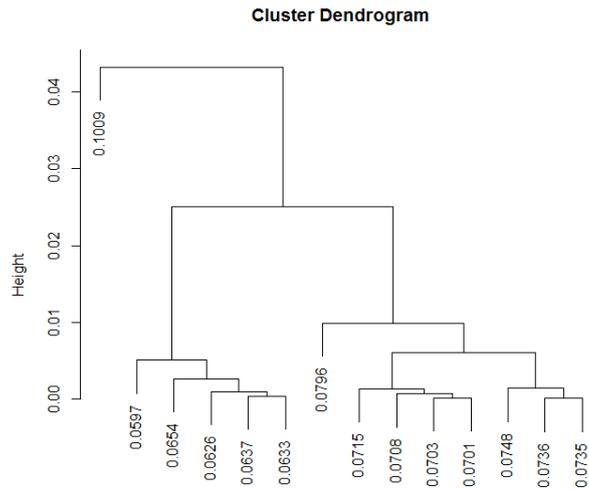


Figura 5.12: Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DR.

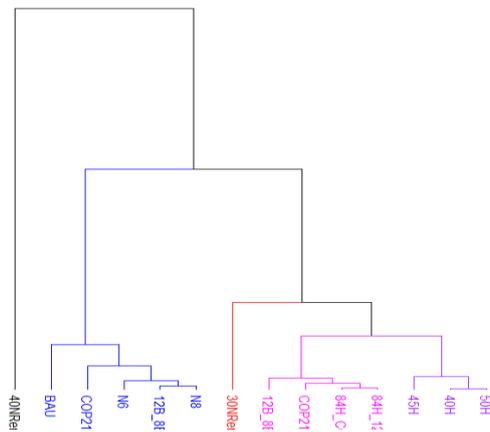
### **Decisor DE**

A Figura 5.13 ilustra, para o decisor DE, os dendrogramas com a informação do desempenho global das alternativas - Figura 5.13 (a), e com descrição mnemônica das alternativas - Figura 5.13 (b). Já a Figura 5.14 apresenta a curva BSS/TSS obtida.

Neste caso, verifica-se na Figura 5.13 que os ramos dos dendrogramas tornam-se longos a partir do sexto agrupamento; no entanto, o percentual de BSS/TSS para 5 classes já é maior que o critério adotado (95%). Deste modo, o número de agrupamentos recomendado foi 5 classes, e as cores azul e branco das duas primeiras colunas na Tabela 5.13 refletem as alternativas constantes em cada grupo. Para este decisor, o desempenho excepcional no critério de emissões de GEE das alternativas 40NRen e 30NRen faz com que estas alternativas ocupem as duas primeiras posições, porém em grupos distintos. Em seguida, devido ao aumento extremamente elevado da participação das fontes renováveis intermitentes, principalmente da eólica, as alternativas 50H, 45H e 40H, que representam políticas energéticas que resultam em planos de forte redução ou abandono da expansão de usinas hidrelétricas estão em um mesmo grupo, ocupando a terceira posição (ramos de cor roxa na Figura 5.13 (b)).



(a)



(b)

Figura 5.13: Dendrogramas: (a) com os desempenhos globais; (b) com a descrição mnemônica das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DE.

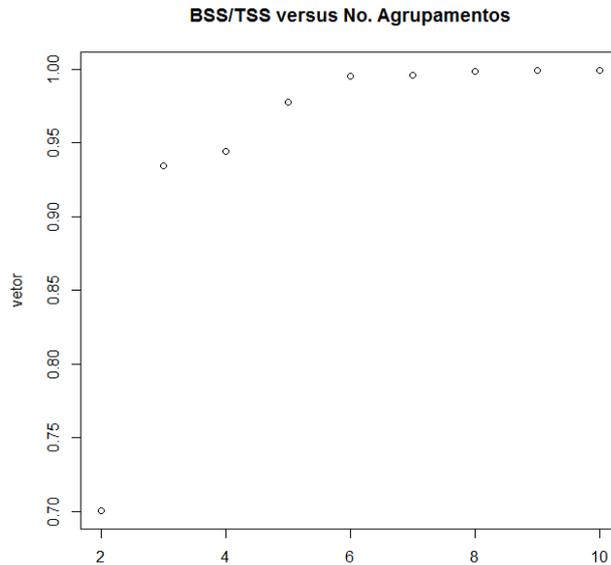


Figura 5.14: Métrica BSS/TSS para os desempenhos globais das alternativas – método AHP com preferência forte – Decisor DE.

### Constatações

Nota-se que para os cenários de preferência considerados não houve uma alternativa que fosse preferida em todos os casos. Entretanto, a alternativa N6 obteve um bom desempenho global nos casos em que o risco de déficit e custo total tinham preferência sobre os demais critérios, ocupando o primeiro e o segundo lugares, respectivamente. Já a alternativa COP21 ocupou o primeiro lugar quando o custo total tinha preferência sobre os demais critérios, e faz parte do primeiro agrupamento junto com as alternativas N6, 84(H\_12B\_8E\_3S) e 12B\_8E\_3S. Por outro lado, a alternativa 40NRen foi a preferida quando o critério emissões de GEE tinha preferência sobre os demais, e também quando os critérios foram igualmente preferíveis, devido ao seu excelente desempenho no critério emissões de GEE.

### **5.6.2 Análise Multicritério com o Método VIP Analysis**

Para a avaliação realizada com o método *VIP Analysis*, a função de valor parcial de cada critério foi considerada linear assumindo valores entre zero (pior alternativa) e um (melhor). As análises foram realizadas sob os pontos de vista dos mesmos decisores considerados no método AHP.

### Decisor DN

Para representar as preferências do Decisor DN foi inserida no *VIP Analysis* a restrição da expressão (5.1), onde  $k_i$  é a constante de escala (ou peso) do critério  $i$  ( $i = 1$  – custo total,  $2$  – risco de déficit, e  $3$  – emissões de GEE). Conforme mencionado no capítulo 4, o somatório das constantes de escala deve ser igual a um. Para que o método possa avaliar as alternativas em um conjunto amplo de combinações de  $k_i$ , seria interessante que estas variáveis pudessem variar de 0 a 1. No entanto, quando uma das constantes de escala é igual a zero, a contribuição do critério associado a ela no desempenho global das alternativas é anulado. Para evitar que a contribuição de qualquer critério fosse nula, considerou-se o limite inferior de  $k_i$  ligeiramente superior a zero. Assim, considerou-se que  $0,05 \leq k_i \leq 1,0$ .

$$k_1 = k_2 = k_3 \quad (5.1)$$

A Tabela 5.14 apresenta os valores mínimos e máximos que as alternativas podem assumir, o máximo arrependimento em escolher uma determinada alternativa e se elas são dominadas de forma absoluta - SIM(Abs) ou por pelo menos uma outra alternativa – SIM, obtidos a partir da simulação com este método. Ainda, os valores apresentados nesta tabela foram ordenados pelo máximo arrependimento. Neste caso, a análise de agrupamentos realizada com os valores dos máximos arrependimentos de cada alternativa recomendou a adoção de 3 classes, as quais estão discriminadas nas cores azul e branco. A matriz de confrontação composta pela maior diferença entre os desempenhos globais de pares de alternativas é apresentada na Tabela 5.15. Cada elemento  $M_{xy}$  desta matriz representa a vantagem que uma alternativa tem sobre a outra, e pode ser utilizada para avaliar se uma alternativa domina ou é dominada por uma outra. Por exemplo, o elemento  $M_{12} = -0,169$  (1-BAU e 2-COP21) da matriz da Tabela 5.15 significa que a máxima diferença entre as alternativas BAU e COP21 é negativa, então o valor do desempenho global da BAU nunca será maior que o desempenho da COP21, assim a COP21 domina a BAU.

Verifica-se que os valores mínimos e máximos de cada alternativa são iguais. Isto era esperado, pois para o DN, não existe preferência entre os critérios, conseqüentemente as constantes de escala são iguais. Note que a alternativa 40H é dominada por todas as outras, pois o seu valor máximo é menor que o valor mínimo das demais alternativas.

Por outro lado, a 84(H\_12B\_8E\_3S) domina todas as alternativas, pois seu valor mínimo é maior que o valor máximo de todas as outras alternativas.

Tabela 5.14: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisro DN.

	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?
84(H_12B_8E_3S)	0,664	0,664	-0,005	
N6	0,659	0,659	0,005	SIM (Abs)
84(H_COP21)	0,645	0,645	0,019	SIM (Abs)
COP21	0,64	0,64	0,024	SIM (Abs)
30NRen	0,634	0,634	0,03	SIM (Abs)
N8	0,623	0,623	0,041	SIM (Abs)
12B_8E_3S	0,617	0,617	0,047	SIM (Abs)
12B_8E_3S_N8	0,614	0,614	0,05	SIM (Abs)
COP21_N8	0,513	0,513	0,151	SIM (Abs)
BAU	0,47	0,47	0,194	SIM (Abs)
50H	0,439	0,439	0,225	SIM (Abs)
40NRen	0,333	0,333	0,331	SIM (Abs)
45H	0,331	0,331	0,333	SIM (Abs)
40H	0,23	0,23	0,434	SIM (Abs)

Adicionalmente, como o máximo arrependimento em escolher a alternativa 84(H\_12B\_8E\_3S) é negativo, ela é considerada uma alternativa ótima, sendo assim a preferida quando todos os critérios tem igual importância. Isto também pode ser verificado através da Figura 5.15 que apresenta uma ordenação das alternativas a partir de seus valores mínimos. Deve-se observar que a alternativa 84(H\_12B\_8E\_3S) é a forma mais ampla da iNDC brasileira na COP 21, pois discrimina os 23% da participação das fontes biomassa, eólica e solar e ainda coloca uma participação mínima da fonte hidrelétrica.

Para representar as preferências de DC, DR e DE , foram inseridas, respectivamente, no programa VIP Analysis as restrições (5.2), (5.3) e (5.4).

$$k_1 > k_2 = k_3 \quad (5.2)$$

$$k_2 > k_1 = k_3 \quad (5.3)$$

$$k_3 > k_1 = k_2 \quad (5.4)$$

Tabela 5.15: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DN.

	BAU	COP21	84H_COP 21	30NRen	40NRen	12B_8E _3S	N6	N8	COP21_ N8	12B_8E _3S_N8	84H_12B _8E_3S	50H	40H	45H
BAU	*	-0,169	-0,175	-0,164	0,137	-0,146	-0,189	-0,153	-0,043	-0,144	-0,194	0,031	0,24	0,139
COP21	0,169	*	-0,005	0,005	0,306	0,023	-0,02	0,016	0,127	0,026	-0,024	0,2	0,41	0,309
84H_COP21	0,175	0,005	*	0,011	0,312	0,028	-0,014	0,022	0,132	0,031	-0,019	0,206	0,415	0,314
30NRen	0,164	-0,005	-0,011	*	0,301	0,018	-0,025	0,011	0,121	0,02	-0,03	0,195	0,404	0,303
40NRen	-0,137	-0,306	-0,312	-0,301	*	-0,283	-0,326	-0,29	-0,18	-0,281	-0,331	-0,106	0,104	0,002
12B_8E_3S	0,146	-0,023	-0,028	-0,018	0,283	*	-0,043	-0,007	0,104	0,002	-0,047	0,177	0,387	0,286
N6	0,189	0,02	0,014	0,025	0,326	0,043	*	0,036	0,146	0,045	-0,005	0,22	0,429	0,328
N8	0,153	-0,016	-0,022	-0,011	0,29	0,007	-0,036	*	0,11	0,009	-0,041	0,184	0,394	0,292
COP21_N8	0,043	-0,127	-0,132	-0,121	0,18	-0,104	-0,146	-0,11	*	-0,101	-0,151	0,074	0,283	0,182
12B_8E_3S_N8	0,144	-0,026	-0,031	-0,02	0,281	-0,002	-0,045	-0,009	0,101	*	-0,05	0,175	0,384	0,283
84H_12B_8E_3S	0,194	0,024	0,019	0,03	0,331	0,047	0,005	0,041	0,151	0,05	*	0,225	0,434	0,333
50H	-0,031	-0,2	-0,206	-0,195	0,106	-0,177	-0,22	-0,184	-0,074	-0,175	-0,225	*	0,21	0,108
40H	-0,24	-0,41	-0,415	-0,404	-0,104	-0,387	-0,429	-0,394	-0,283	-0,384	-0,434	-0,21	*	-0,101
45H	-0,139	-0,309	-0,314	-0,303	-0,002	-0,286	-0,328	-0,292	-0,182	-0,283	-0,333	-0,108	0,101	*
Máximo Arrependimento	0,194	0,024	0,019	0,03	0,331	0,047	0,005	0,041	0,151	0,05	-0,005	0,225	0,434	0,333

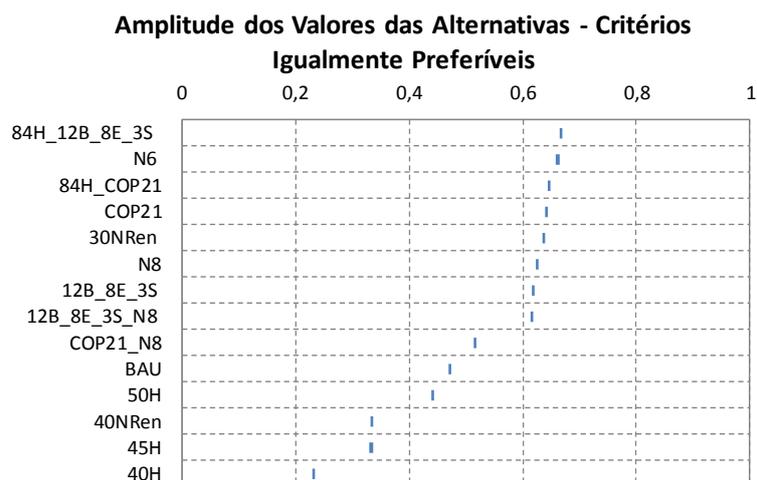


Figura 5.15: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DN.

### **Decisor DC**

Os valores mínimos e máximos, os máximos arrependimentos das alternativas, e o status quanto a ser dominada de forma absoluta ou parcial, e novamente ordenados pelo máximo arrependimento estão exibidos na Tabela 5.16; neste caso, a análise de agrupamentos realizada com os valores dos máximos arrependimentos de cada alternativa recomendou a adoção de 5 classes, as quais estão discriminadas nas cores azul e branco. Já a matriz de confrontação para o Decisor DC está apresentada na Tabela 5.17. Ao contrário do caso anterior, os desempenhos globais das alternativas apresentam maior variabilidade em função das constantes de escalas, inviabilizando a escolha da alternativa preferida através da métrica valor mínimo, como pode ser visto na Figura 5.16. Por exemplo, a alternativa 84(H\_12B\_8E\_3S) detém o maior valor mínimo global, no entanto, não é possível tirar qualquer conclusão, pois existe três outras alternativas não-dominadas para este decisor (BAU, COP21 e N6). Neste caso, o máximo arrependimento pode ser usado para ordenar as alternativas não-dominadas e/ou escolher a alternativa preferida. Assim, para o DC, a COP21 é considerada a alternativa preferida, pois possui o menor máximo arrependimento dentre as alternativas não-dominadas. Por outro lado, caso se considere o agrupamento pelo máximo arrependimento, as alternativas N6 e 12B\_8E\_3S também poderiam ser recomendadas.

Tabela 5.16: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisor DC.

	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?
COP21	0,64	0,92	0,024	
N6	0,659	0,896	0,025	
12B_8E_3S	0,617	0,888	0,047	SIM
84(H_12B_8E_3S)	0,664	0,799	0,122	
N8	0,623	0,761	0,16	SIM
84(H_COP21)	0,645	0,754	0,166	SIM
BAU	0,47	0,921	0,194	
12B_8E_3S_N8	0,614	0,632	0,288	SIM (Abs)
30NRen	0,611	0,634	0,31	SIM (Abs)
COP21_N8	0,513	0,534	0,387	SIM (Abs)
50H	0,439	0,526	0,395	SIM (Abs)
45H	0,292	0,331	0,629	SIM (Abs)
40NRen	0,05	0,333	0,871	SIM (Abs)
40H	0,043	0,23	0,878	SIM (Abs)

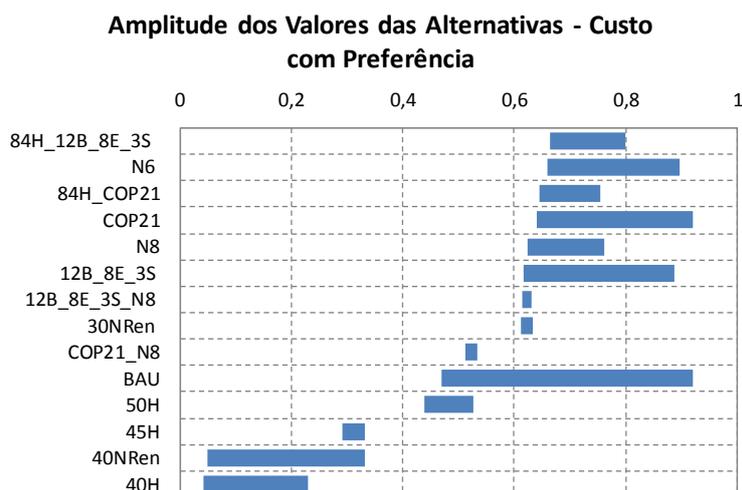


Figura 5.16: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DC.

Na metodologia do *VIP Analysis*, é sugerido que somente participem do processo de escolha pelo mínimo máximo arrependimento, as alternativas não dominadas, quer de forma absoluta ou parcial (i.e., por alguma outra). Neste caso, a alternativa 12B\_8E\_3S estaria eliminada da ordenação final por ser dominada pelas alternativas COP21 e N6, conforme se deduz da matriz de confrontação da Tabela 5.17. Por outro lado, a alternativa BAU, que exibe o valor de máximo arrependimento 4 vezes maior que a 12B\_8E\_3S, continua participando do processo de ordenação.

Analisando estes elementos, parece ser mais razoável que se elimine da ordenação final somente as alternativas que sejam dominadas de forma absoluta; neste caso, a alternativa 12B\_8E\_3S continuaria a participar da ordenação final. Para corroborar esta indicação, verifica-se que na ordenação final pelo método AHP a 12B\_8E\_3S ficou em quarto lugar e fez parte do primeiro agrupamento (vide Tabela 5.11), sendo que a alternativa BAU ocupou o oitavo lugar, sendo incluída no segundo agrupamento. De maneira similar, antecipando o resultado pelo método FITradeoff (seção 5.6.3), a alternativa 12B\_8E\_3S ficou em terceiro lugar, novamente à frente da BAU (quinto lugar).

### **Decisor DR**

A Figura 5.17 ilustra o intervalo definido pelos valores mínimo e máximo das alternativas considerando as preferências do Decisor DR. Já a Tabela 5.18 apresenta os valores mínimos e máximos, os máximos arrependimentos das alternativas, e o status quanto a ser dominada de forma absoluta ou parcial, novamente ordenados pelo máximo arrependimento, e a Tabela 5.19 a matriz de confrontação. A partir das Tabelas 5.18 e 5.19, verifica-se que, para o DR, existem somente duas alternativas não-dominadas, a N6 e a 84(H\_12B\_8E\_3S). Elas possuem valores mínimos globais muito próximos, mas a alternativa N6 possui o menor máximo arrependimento (33 vezes menor que o da 84(H\_12B\_8E\_3S)); logo, pode ser considerada a preferida neste caso. É interessante observar que na alternativa N6, a participação da fonte nuclear sai dos 1.6% (BAU) para 3%, enquanto a participação da fonte hidrelétrica resulta em 61%, mesmo valor na BAU, e que também representa a participação desejada para esta fonte, quando dos estudos para a COP 21 (e.g., valor intrínseco nas alternativas 84(H\_12B\_8E\_3S) e 84(H\_COP21)). Adicionalmente, a análise de agrupamentos realizada com os valores dos máximos arrependimentos de cada alternativa recomendou a adoção de 4 classes, as quais estão discriminadas nas cores azul e branco na Tabela 5.18. Observa-se que a alternativa N8 entra no primeiro agrupamento, junto com a N6, e as alternativas variantes da COP 21 vem logo a seguir, no segundo agrupamento.

Os mesmos comentários com relação à manutenção das alternativas dominadas parcialmente na ordenação final pelo máximo arrependimento continuam válidos para este tipo de decisor.

Tabela 5.17: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DC.

	BAU	COP21	84H_COP 21	30NRen	40NRen	12B_8E _3S	N6	N8	COP21_ N8	12B_8E _3S_N8	84H_12B _8E_3S	50H	40H	45H
BAU	*	0	0,166	0,31	0,871	0,032	0,025	0,16	0,387	0,288	0,122	0,395	0,878	0,629
COP21	0,169	*	0,166	0,31	0,87	0,032	0,024	0,16	0,386	0,288	0,121	0,394	0,878	0,629
84H_COP21	0,175	0,005	*	0,144	0,704	0,028	-0,014	0,022	0,221	0,122	-0,019	0,228	0,712	0,463
30NRen	0,164	-0,005	-0,011	*	0,561	0,018	-0,025	0,011	0,121	0,02	-0,03	0,195	0,568	0,319
40NRen	-0,137	-0,306	-0,312	-0,301	*	-0,283	-0,326	-0,29	-0,18	-0,281	-0,331	-0,106	0,104	0,002
12B_8E_3S	0,146	-0,023	0,134	0,278	0,838	*	-0,007	0,128	0,355	0,256	0,09	0,362	0,846	0,597
N6	0,189	0,02	0,141	0,285	0,846	0,043	*	0,135	0,362	0,263	0,097	0,37	0,853	0,604
N8	0,153	-0,016	0,006	0,15	0,711	0,007	-0,036	*	0,227	0,128	-0,038	0,235	0,718	0,469
COP21_N8	0,043	-0,127	-0,132	-0,077	0,484	-0,104	-0,146	-0,11	*	-0,099	-0,151	0,074	0,491	0,242
12B_8E_3S_N8	0,144	-0,026	-0,031	0,022	0,582	-0,002	-0,045	-0,009	0,101	*	-0,05	0,175	0,59	0,341
84H_12B_8E_3S	0,194	0,024	0,044	0,188	0,749	0,047	0,005	0,041	0,265	0,166	*	0,273	0,756	0,507
50H	-0,031	-0,2	-0,206	-0,085	0,476	-0,177	-0,22	-0,184	-0,008	-0,106	-0,225	*	0,483	0,234
40H	-0,24	-0,41	-0,415	-0,404	-0,007	-0,387	-0,429	-0,394	-0,283	-0,384	-0,434	-0,21	*	-0,101
45H	-0,139	-0,309	-0,314	-0,303	0,242	-0,286	-0,328	-0,292	-0,182	-0,283	-0,333	-0,108	0,249	*
Máximo Arrependimento	0,194	0,024	0,166	0,31	0,871	0,047	0,025	0,16	0,387	0,288	0,122	0,395	0,878	0,629

Tabela 5.18: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisor DR.

	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?
N6	0,659	0,949	0,005	
N8	0,623	0,943	0,041	SIM
84(H_12B_8E_3S)	0,664	0,783	0,166	
84(H_COP21)	0,645	0,765	0,184	SIM
12B_8E_3S	0,617	0,76	0,189	SIM
12B_8E_3S_N8	0,614	0,76	0,189	SIM
COP21	0,64	0,733	0,215	SIM
30NRen	0,634	0,657	0,292	SIM
COP21_N8	0,513	0,563	0,386	SIM (Abs)
BAU	0,42	0,47	0,529	SIM (Abs)
50H	0,278	0,439	0,67	SIM (Abs)
45H	0,186	0,331	0,763	SIM (Abs)
40H	0,11	0,23	0,839	SIM (Abs)
40NRen	0,05	0,333	0,899	SIM (Abs)

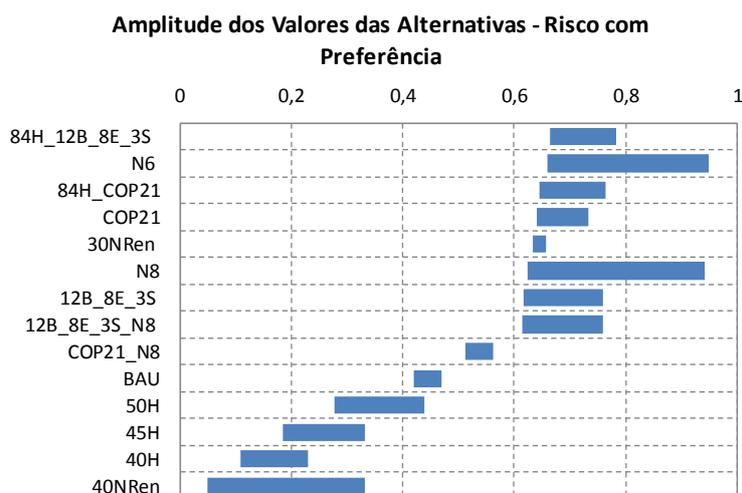


Figura 5.17: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DR.

### **Decisor DE**

Os resultados para o Decisor DE são mostrados nas Tabelas 5.20 e 5.21. A Figura 5.18 ilustra o intervalo definido pelos valores mínimo e máximo das alternativas considerando as preferências deste decisor. Neste caso, existem quatro alternativas não-dominadas (84(H\_COP21), 30NRen, 40NRen e 84(H\_12B\_8E\_3S)) que podem ser ordenadas em termos de seus máximos arrependimentos. A alternativa 30NRen possui o menor máximo arrependimento, por isso pode ser considerada a preferida para este

decisor. A análise de agrupamentos realizada com os valores dos máximos arrependimentos de cada alternativa recomendou a adoção de 4 grupos, os quais estão discriminadas nas cores azul claro e branco na Tabela 5.20. Observa-se que o primeiro grupo é constituído, além das 30NRen e 40NRen, pelas alternativas 40H e 50H, pois a forte redução da participação da fonte hidrelétrica é compensada pelo extremamente elevado aumento da participação da fonte eólica.

Neste caso, os comentários com relação à manutenção das alternativas dominadas parcialmente na ordenação final pelo máximo arrependimento continuam válidos, mas de forma menos intensa, uma vez que somente duas alternativas foram eliminadas pelo fato de serem dominadas parcialmente (COP21 e N6), sendo que não ocupavam as primeiras posições na ordenação.

### Constatações

Nota-se que para os cenários de preferência considerados não houve uma alternativa que a fosse preferida em todos os casos. Entretanto, a alternativa N6 obteve um bom desempenho global nos casos em que o risco de déficit e o custo total tinham preferência sobre os demais critérios, ocupando o primeiro e o segundo lugares, respectivamente. No cenário em que os critérios tinham igual importância ela foi considerada dominada pela alternativa 84(H\_12B\_8E\_3S), que ocupa o primeiro lugar; porém quando se considera apenas duas casas decimais, os valores mínimo e máximo do desempenho global da N6 passam a ser iguais aos da 84(H\_12B\_8E\_3S), e ambas as alternativas passam a ser consideradas indiferentes e a ocupar o primeiro agrupamento, considerando a métrica máximo arrependimento. Já no critério emissões de GEE, ela ocupa a penúltima posição. Por sua vez, a alternativa COP21 ocupou o primeiro lugar quando o custo total tinha preferência sobre os demais critérios, e faz parte do primeiro agrupamento junto com as alternativas N6 e 12B\_8E\_3S. Portanto, a partir da análise realizada com o *VIP Analysis*, e sob a hipótese de incerteza quanto ao tipo de decisor, a alternativa N6 – na prática, uma variante da COP 21, poderia ser considerada a mais robusta, e portanto, recomendada como a alternativa de plano de expansão escolhida, uma vez que está contida no primeiro agrupamento com relação a três dos quatro tipos de decisores.

Tabela 5.19: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DR.

	BAU	COP21	84H_COP 21	30NRen	40NRen	12B_8E _3S	N6	N8	COP21_ N8	12B_8E _3S_N8	84H_12B _8E_3S	50H	40H	45H
BAU	*	-0,169	-0,175	-0,164	0,37	-0,146	-0,189	-0,153	-0,043	-0,144	-0,194	0,141	0,309	0,233
COP21	0,314	*	-0,005	0,077	0,683	0,023	-0,02	0,016	0,171	0,026	-0,024	0,455	0,623	0,547
84H_COP21	0,345	0,031	*	0,108	0,715	0,028	-0,014	0,022	0,202	0,031	-0,018	0,486	0,654	0,578
30NRen	0,237	-0,005	-0,011	*	0,607	0,018	-0,025	0,011	0,121	0,02	-0,03	0,378	0,546	0,47
40NRen	-0,137	-0,306	-0,312	-0,301	*	-0,283	-0,326	-0,29	-0,18	-0,281	-0,331	-0,106	0,104	0,002
12B_8E_3S	0,341	0,027	-0,004	0,104	0,71	*	-0,043	-0,007	0,198	0,002	-0,022	0,482	0,65	0,574
N6	0,529	0,215	0,184	0,292	0,899	0,189	*	0,036	0,386	0,189	0,166	0,67	0,839	0,763
N8	0,524	0,21	0,179	0,287	0,893	0,183	-0,005	*	0,381	0,184	0,161	0,665	0,833	0,757
COP21_N8	0,143	-0,127	-0,132	-0,094	0,513	-0,104	-0,146	-0,11	*	-0,101	-0,151	0,284	0,452	0,376
12B_8E_3S_N8	0,34	0,027	-0,005	0,103	0,71	0	-0,045	-0,009	0,197	*	-0,023	0,482	0,65	0,574
84H_12B_8E_3S	0,363	0,049	0,019	0,126	0,733	0,047	0,005	0,041	0,22	0,05	*	0,504	0,672	0,596
50H	-0,031	-0,2	-0,206	-0,195	0,228	-0,177	-0,22	-0,184	-0,074	-0,175	-0,225	*	0,21	0,108
40H	-0,24	-0,41	-0,415	-0,404	0,06	-0,387	-0,429	-0,394	-0,283	-0,384	-0,434	-0,168	*	-0,076
45H	-0,139	-0,309	-0,314	-0,303	0,136	-0,286	-0,328	-0,292	-0,182	-0,283	-0,333	-0,092	0,101	*
Máximo Arrependimento	0,529	0,215	0,184	0,292	0,899	0,189	0,005	0,041	0,386	0,189	0,166	0,67	0,839	0,763

Tabela 5.20: Valores mínimos e máximos das alternativas obtidos pelo método VIP Analysis para o Decisor DE.

	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?
30NRen	0,634	0,635	0,265	
40NRen	0,333	0,9	0,331	
45H	0,331	0,516	0,384	SIM (Abs)
50H	0,439	0,514	0,386	SIM (Abs)
40H	0,23	0,536	0,434	SIM (Abs)
12B_8E_3S_N8	0,45	0,614	0,45	SIM (Abs)
COP21_N8	0,443	0,513	0,457	SIM (Abs)
84(H_COP21)	0,416	0,645	0,484	
84(H_12B_8E_3S)	0,411	0,664	0,489	
COP21	0,266	0,64	0,634	SIM
12B_8E_3S	0,201	0,617	0,699	SIM (Abs)
N8	0,166	0,623	0,734	SIM (Abs)
N6	0,133	0,659	0,767	SIM
BAU	0,071	0,47	0,829	SIM (Abs)

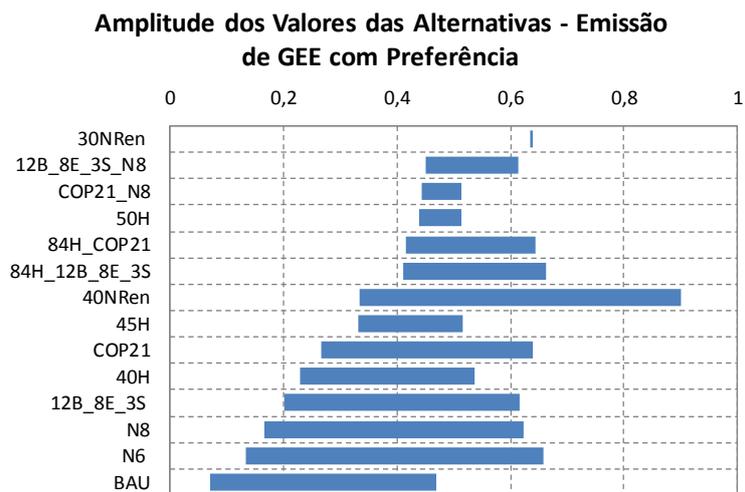


Figura 5.18: Amplitude dos desempenhos globais das alternativas ordenada pelos seus valores mínimos para o Decisor DE.

Tabela 5.21: Matriz de confrontação obtida pelo método VIP Analysis para o Decisor DE.

	BAU	COP21	84H_COP 21	30NRen	40NRen	12B_8E _3S	N6	N8	COP21_ N8	12B_8E _3S_N8	84H_12B _8E_3S	50H	40H	45H
BAU	*	-0,169	-0,175	-0,164	0,137	-0,131	-0,062	-0,095	-0,043	-0,144	-0,194	0,031	0,24	0,139
COP21	0,195	*	-0,005	0,005	0,306	0,064	0,133	0,1	0,127	0,026	-0,024	0,2	0,41	0,309
84H_COP21	0,345	0,15	*	0,011	0,312	0,215	0,283	0,25	0,132	0,031	0,005	0,206	0,415	0,314
30NRen	0,565	0,37	0,219	*	0,301	0,434	0,503	0,47	0,193	0,185	0,224	0,195	0,404	0,303
40NRen	0,829	0,634	0,484	0,265	*	0,699	0,767	0,734	0,457	0,45	0,489	0,386	0,364	0,384
12B_8E_3S	0,146	-0,023	-0,028	-0,018	0,283	*	0,068	0,035	0,104	0,002	-0,047	0,177	0,387	0,286
N6	0,189	0,02	0,014	0,025	0,326	0,043	*	0,036	0,146	0,045	-0,005	0,22	0,429	0,328
N8	0,153	-0,016	-0,022	-0,011	0,29	0,007	0,033	*	0,11	0,009	-0,041	0,184	0,394	0,292
COP21_N8	0,372	0,177	0,027	-0,121	0,18	0,241	0,31	0,277	*	-0,007	0,032	0,074	0,283	0,182
12B_8E_3S_N8	0,38	0,185	0,034	-0,02	0,281	0,249	0,317	0,284	0,101	*	0,039	0,175	0,384	0,283
84H_12B_8E_3S	0,34	0,145	0,019	0,03	0,331	0,21	0,278	0,245	0,151	0,05	*	0,225	0,434	0,333
50H	0,443	0,248	0,098	-0,122	0,106	0,313	0,381	0,348	0,071	0,064	0,103	*	0,21	0,108
40H	0,466	0,271	0,12	-0,099	-0,104	0,335	0,403	0,371	0,094	0,086	0,125	0,023	*	0,021
45H	0,445	0,25	0,1	-0,12	-0,002	0,314	0,383	0,35	0,073	0,065	0,105	0,002	0,101	*
Máximo Arrependimento	0,829	0,634	0,484	0,265	0,331	0,699	0,767	0,734	0,457	0,45	0,489	0,386	0,434	0,384

### 5.6.3 Análise Multicritério com o Método FITradeoff

Neste trabalho, também foi utilizado um método desenvolvido mais recentemente, o FITradeoff, para a ordenação das alternativas. As análises foram realizadas sob os pontos de vista dos mesmos decisores considerados nos métodos AHP e *VIP Analysis*.

Conforme mencionado na seção 4.6.3, o método FITradeoff utiliza um procedimento iterativo para eliciar, de forma flexível, as constantes de escala dos critérios, e adota um modelo aditivo para agregar os desempenhos das alternativas.

#### Decisor DN

A primeira etapa deste processo é a ordenação dos critérios para a construção da primeira restrição do PPL (4.21). Assim, para o Decisor DN, escolheu-se que as constantes de escala dos critérios custo total, risco de déficit e emissões de GEE estavam no mesmo nível. Em seguida, a ordenação das alternativas foi determinada sem a necessidade de perguntas adicionais pois, devido à restrição que as constantes de escala deveriam ser iguais, foi possível calcular os seus valores de forma exata e determinar a ordenação das alternativas.

A Tabela 5.22 apresenta a ordenação das alternativas para o Decisor DN, que também é ilustrada pelo diagrama de Hasse da Figura 5.19, onde as alternativas estão com a seguinte nomenclatura: Alternativa A – BAU; B – COP21; C – 84(H\_COP21); D – 30NRen; E – 40NRen; F – 12B\_8E\_3S; G – N6; H – N8; I – COP21\_N8; J – 12B\_8E\_3S\_N8; K – 84(H\_12B\_8E\_3S); L – 50H; M – 45H; N – 40H. A alternativa 84(H\_12B\_8E\_3S), escolhida como preferida do ponto de vista do Decisor DN, pode ser considerada uma alternativa equilibrada com o segundo menor risco de déficit e o quinto menor custo total. A ordenação obtida pelos métodos FITradeoff e *VIP Analysis* são idênticas entre si, como era de se esperar, pois os dois métodos utilizam a relação de dominância em suas análises, além dos valores das constantes de escala serem iguais. Por outro lado, estas ordenações foram razoavelmente diferentes daquela fornecida pelo método AHP.

Tabela 5.22: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o Decisor DN.

Posição	Alternativa
1	84(H_12B_8E_3S)
2	N6
3	84(H_COP21)
4	COP21
5	30NRen
6	N8
7	12B_8E_3S
8	12B_8E_3S_N8
9	COP21_N8
10	BAU
11	50H
12	40NRen
13	45H
14	40H

### **Decisor DC**

Para o Decisor DC, na etapa de ordenação das constantes de escala, escolheu-se o custo total em primeiro lugar e em segundo, o risco de déficit e as emissões de GEE. O risco de déficit foi escolhido para, juntamente com o custo, realizar a comparação das consequências das alternativas. A Tabela 5.23, cujo modelo foi retirado de (FREJ, 2019) apresenta um resumo deste processo, incluindo as consequências das alternativas hipotéticas apresentadas ao decisor, a consequência escolhida (Preferência) pelo decisor em cada ciclo de perguntas e respostas, e as posições da ordenação definidas a cada resposta. A partir deste procedimento, obteve-se a ordenação apresentada na Tabela 5.24. A alternativa preferida para o DC foi a COP21 que possui o segundo menor custo total e o terceiro menor risco de déficit.

Vale ressaltar que nesta ordenação encontrou-se que as alternativas BAU e 84(H\_12B\_8E\_3S), 84(H\_COP21) e N8 são incomparáveis, conforme exibido na Figura 5.20. Esta relação de incomparabilidade se deve ao nível de informação parcial obtido até o momento, que não foi suficiente para determinar uma relação de dominância de uma alternativa sobre a outra ou vice-versa. Nesse caso, se o decisor desse mais informações preferenciais, poderia ser encontrada uma relação de dominância entre as duas alternativas, de forma que a relação de incomparabilidade desapareceria.

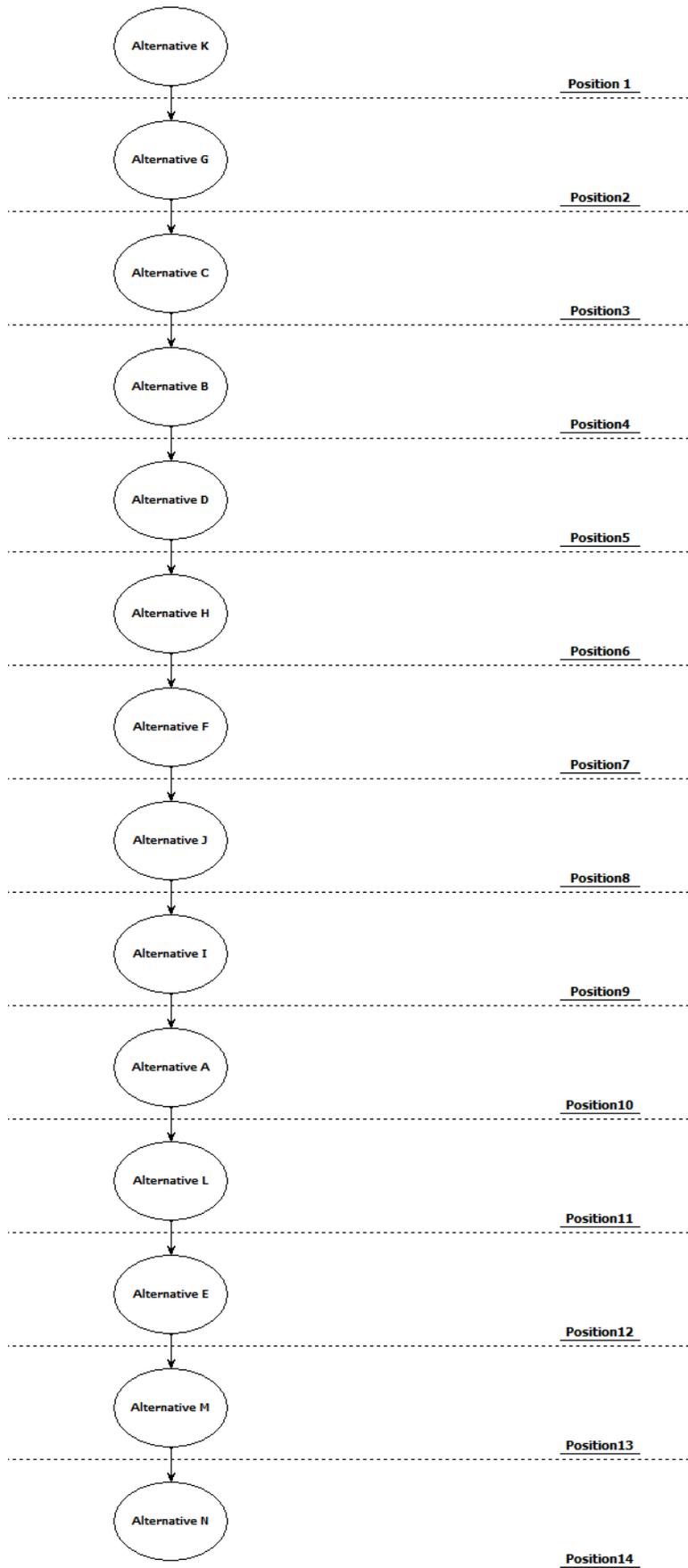


Figura 5.19: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DN.

Comparando a ordenação obtida aqui com aquela pelo método *VIP Analysis* para o Decisor DC, verifica-se que as três primeiras posições são as mesmas (COP21, seguida de N6 e 12B\_8E\_3S). No FITradeoff, a posição seguinte é ocupada pela BAU juntamente com a 84(H\_12B\_8E\_3S), sendo que no *VIP Analysis*, a quarta posição coincide, mas a BAU passa a estar na sétima posição, em agrupamento distinto da 84(H\_12B\_8E\_3S). Também, as 7 últimas posições na ordenação são as mesmas em ambos os métodos. Por outro lado, comparando agora com o método AHP, as duas primeiras posições nos três métodos são exatamente as mesmas (COP21 e N6), havendo troca de ordem entre a terceira e quarta posições pelas mesmas alternativas (12B\_8E\_3S e 84(H\_12B\_8E\_3S)). Adicionalmente, as alternativas 50H, 45H e 40H, que representam políticas energéticas que resultam em planos de forte redução ou abandono da expansão de usinas hidrelétricas ocupam as últimas posições nos três métodos.

Tabela 5.23: Resumo da aplicação do FITradeoff para o Decisor DC.

Ciclo	Alternativa hipotética A	Alternativa hipotética B: Melhor de ...	Preferência	Nº de posições no ranking
0	Ordenação das constantes de escala			2
1	448.089,76 de Custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit	A	4
2	448.089,76 de Custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit	A	4
3	469.882,18 de Custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit	A	7
4	480.778,39 de Custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit	B	11
5	475.330,28 de Custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit	B	12
6	472.606,23 de Custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit	B	12

Tabela 5.24: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o Decisor DC.

Posição	Alternativa
1	COP21
2	N6
3	12B_8E_3S
4	BAU, 84(H_12B_8E_3S)

Posição	Alternativa
5	84(H_COP21), N8
6	12B_8E_3S_N8
7	30NRen
8	COP21_N8
9	50H
10	45H
11	40NRen
12	40H

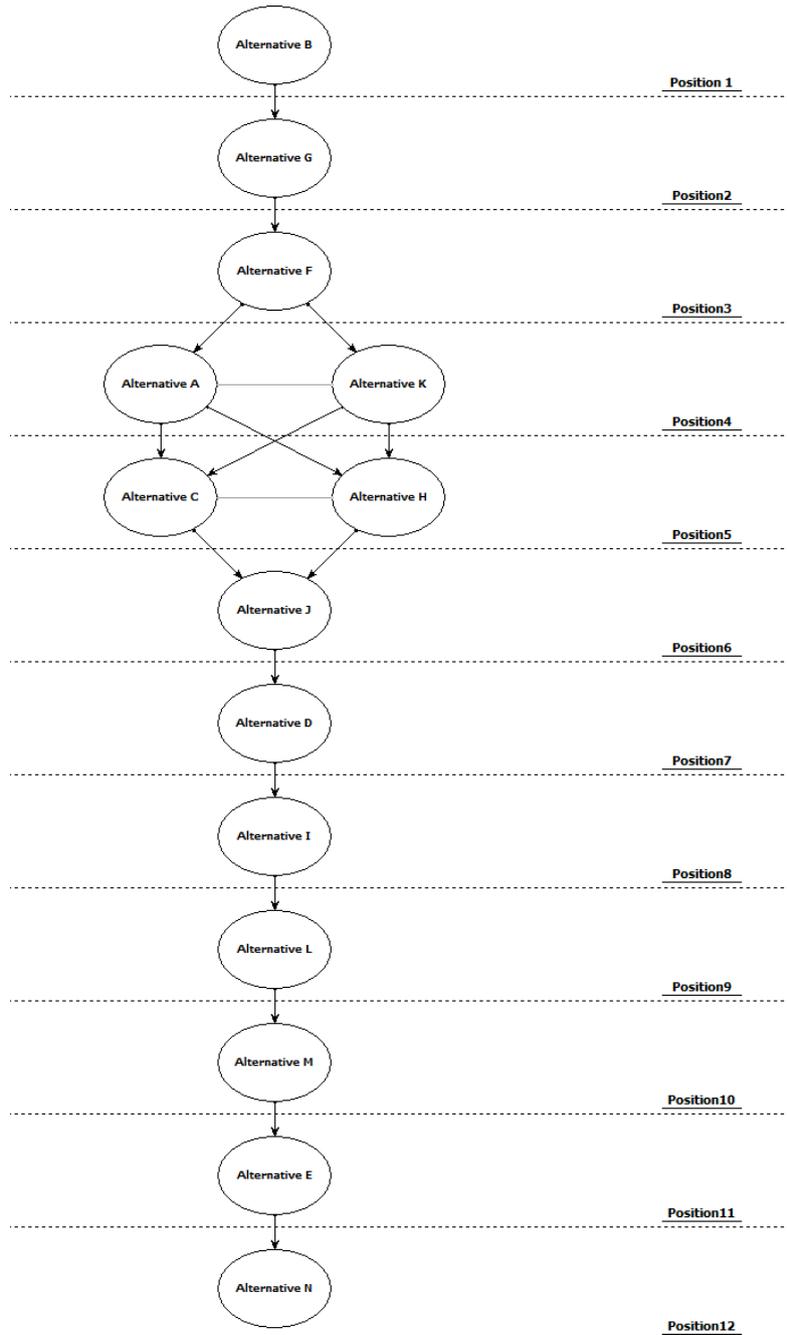


Figura 5.20: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DC.

### **Decisor DR**

Para o Decisor DR, na etapa de ordenação das constantes de escala, o risco de déficit foi colocado em primeiro lugar e os demais critérios em segundo. Para a comparação das consequências das alternativas, escolheu-se o custo total, já que, nesta análise, ele tem a mesma importância que o critério emissões de GEE. O resumo da aplicação do FITradeoff para o Decisor DR é mostrada na Tabela 5.25.

Tabela 5.25: Resumo da aplicação do FITradeoff para o Decisor DR.

<b>Ciclo</b>	<b>Alternativa hipotética A</b>	<b>Alternativa hipotética B: Melhor de ...</b>	<b>Preferência</b>	<b>Nº de posições no ranking</b>
0	Ordenação das constantes de escala			5
1	1,73 de Risco de déficit (%)	Risco de déficit	B	6
2	1,59 de Risco de déficit (%)	Custo total	B	9
3	1,52 de Risco de déficit (%)	Custo total	A	12
4	1,56 de Risco de déficit (%)	Custo total	B	13

A ordenação obtida para este decisor é apresentada na Tabela 5.26 e na Figura 5.21. Nota-se que a alternativa N6, classificada em primeiro lugar, possui o menor risco de déficit e o terceiro menor custo total, embora tenha um desempenho ruim no critério emissões de GEE. Esta alternativa ocupa também a primeira posição nos outros dois métodos. Já a alternativa N8, que ocupa a segunda posição nos métodos AHP e VIP *Analysis*, passa a ocupar a quarta posição no FITradeoff, sendo substituída nesta posição pela 84(H\_12B\_8E\_3S) (que ocupa a terceira posição nos métodos AHP e VIP *Analysis*). Novamente, as alternativas 50H, 45H e 40H, que representam políticas energéticas que resultam em planos de forte redução ou abandono da expansão de usinas hidrelétricas ocupam as últimas posições nos três métodos para o Decisor DR.

Tabela 5.26: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o DR.

<b>Posição</b>	<b>Alternativa</b>
1	N6
2	84(H_12B_8E_3S)
3	84(H_COP21)

Posição	Alternativa
4	COP21, N8
5	30NRen
6	12B_8E_3S
7	12B_8E_3S_N8
8	COP21_N8
9	BAU
10	50H
11	45H
12	40NRen
13	40H

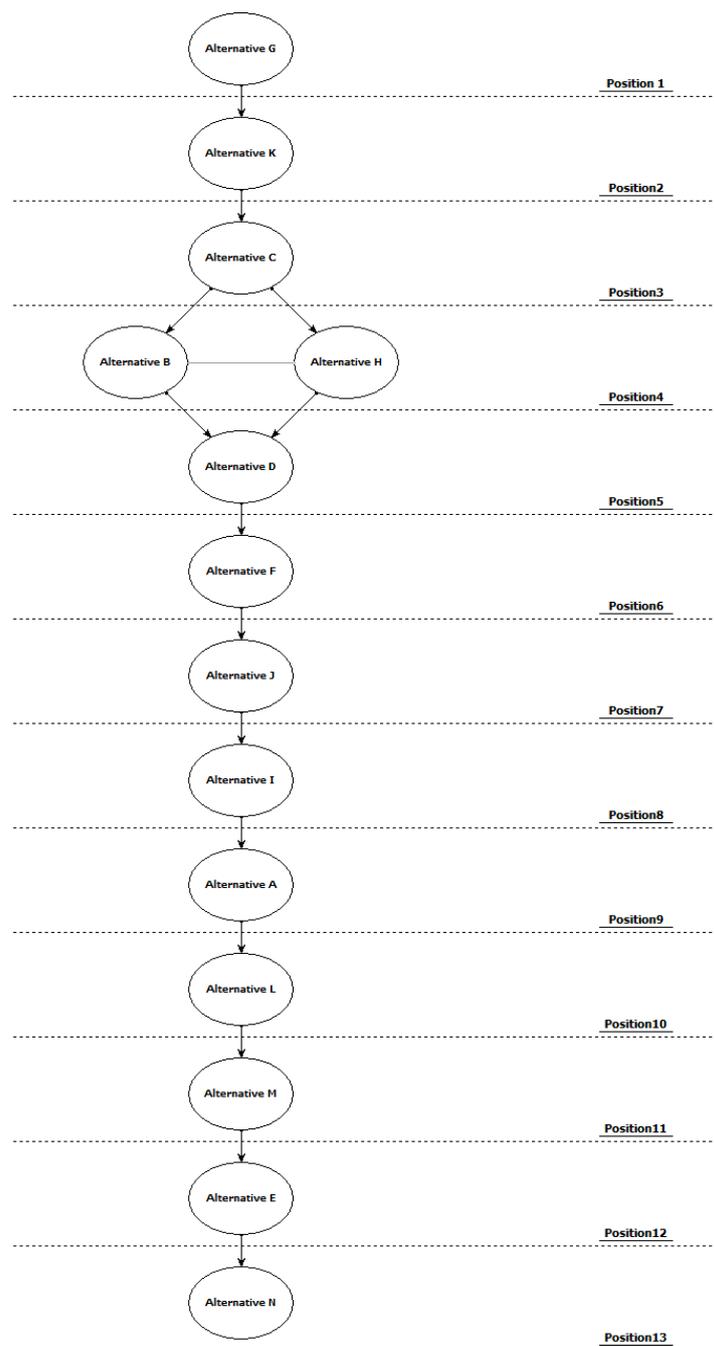


Figura 5.21: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DR.

### **Decisor DE**

Por fim, realizou-se a análise para o DE, onde a constante de escala associada ao critério emissões de GEE foi posta em primeiro lugar, e aquelas referentes ao risco de déficit e ao custo total foram postas em segundo lugar. O critério custo total foi escolhido para realizar a comparação das consequências das alternativas junto com as emissões de GEE. A Tabela 5.27 apresenta as etapas seguidas na aplicação do FITradeoff para este decisor, e a Tabela 5.28 apresenta a ordenação das alternativas, também apresentada na Figura 5.22.

Observa-se novamente que o excelente desempenho da alternativa 40NRen compensou os piores desempenhos nos outros critérios, fazendo com que a mesma fosse classificada em primeiro lugar, seguida da alternativa 30NRen, e da mesma forma que no método AHP. Já no caso do método *VIP Analysis*, estas duas alternativas trocaram de ordem entre si, por influência da adoção do limite inferior de 0,05 para as constantes de escala  $k_i$ ; quando este limite é nulo, a alternativa 40NRen passa para a primeira colocação, seguida da 30NRen.

Chama ainda atenção que a terceira posição ficou com a alternativa que discrimina a participação das fontes biomassa, eólica e solar na iNDC brasileira (a soma atinge os 23%), em conjunto com o aumento da participação da fonte nuclear (para 3,8%), mantendo ainda uma participação elevada da fonte hidrelétrica (59%). Por sua vez, a alternativa BAU (pior desempenho no critério emissões de GEE) ficou na última posição nos três métodos.

Com relação às alternativas que representam políticas energéticas que resultam em planos de forte redução ou abandono da expansão de usinas hidrelétricas (50H, 45H e 40H), para o Decisor DE, elas ocuparam posições nas regiões intermediárias para baixo no método FITradeoff, ao contrário de suas posições nos outros dois métodos (terceira a quinta posição).

Tabela 5.27: Resumo da aplicação do FITradeoff para o Decisor DE.

<b>Ciclo</b>	<b>Alternativa hipotética A</b>	<b>Alternativa hipotética B: Melhor de ...</b>	<b>Preferência</b>	<b>Nº de posições no ranking</b>
0	Ordenação das constantes de escala			1
1	77,93 de Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Risco de déficit	I	1
2	77,93 de Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Custo total	A	1
3	91,98 de Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Custo total	A	7
4	99,01 de Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Custo total	B	7
5	95,50 de Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Custo total	B	11
6	93,74 de Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Custo total	B	12
7	92,86 de Emissões de GEE (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Custo total	B	12

Tabela 5.28: Ordenação das alternativas obtida pelo FITradeoff para o Decisor DE.

<b>Posição</b>	<b>Alternativa</b>
1	40Nren
2	30Nren
3	12B_8E_3S_N8
4	84(H_COP21), 84(H_12B_8E_3S)
5	50H
6	COP21_N8
7	45H
8	CO21, 40H
9	12B_8E_3S
10	N8
11	N6
12	BAU

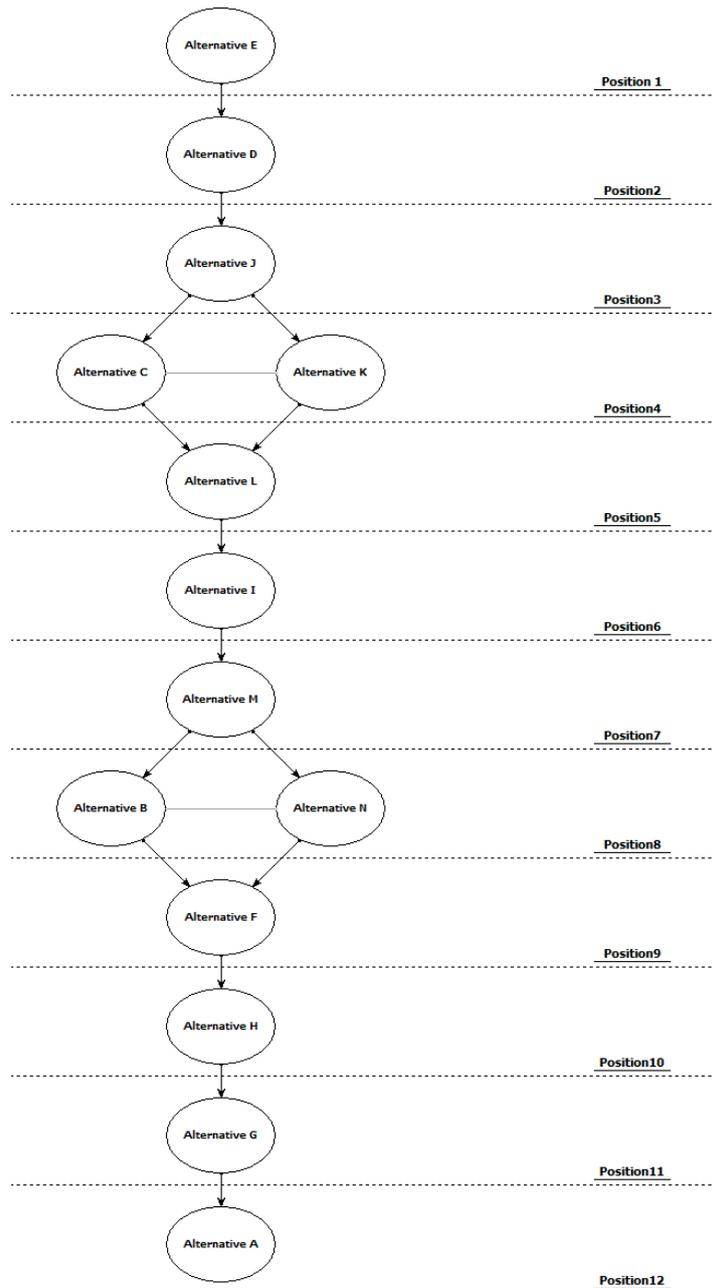


Figura 5.22: Diagrama de Hasse da ordenação das alternativas para o Decisor DE.

### Constatações

Assim como observado quando da aplicação do método *VIP Analysis* (seção 5.6.2), não existiu uma alternativa que fosse a preferida para todos os tipos de decisores considerados. Entretanto, a alternativa N6 obteve um bom desempenho global, ocupando o primeiro lugar no caso em que o risco de déficit tinha preferência sobre os demais critérios, e o segundo lugar quando todos os critérios eram igualmente preferíveis e o custo total tinha preferência sobre os demais critérios. Novamente, no critério emissões de GEE, ela ocupa a penúltima posição. Já a alternativa

84(H\_12B\_8E\_3S) ocupa o primeiro lugar quando todos os critérios eram igualmente preferíveis, ao passo que a alternativa COP21 ocupa o primeiro lugar quando o custo total tinha preferência sobre os demais critérios. Assim, a alternativa N6 – na prática, uma variante da COP 21, também poderia ser recomendada como a alternativa de plano de expansão escolhida a partir da análise realizada com o FITradeoff.

#### **5.6.4 Comparação dos Resultados entre os Métodos Multicritério**

As seções 5.6.1 a 5.6.3 apresentaram os resultados das análises multicritério das 14 alternativas de planos de expansão da geração para quatro tipos de decisores, conduzidas com o auxílio de cada um dos três métodos utilizados – AHP, VIP Analysis e FITradeoff, baseados em um critério de síntese. As investigações consideraram ainda a ordenação das alternativas fornecidas por cada um dos métodos assim como o agrupamento das mesmas a partir dos seus desempenhos globais. Nesta seção será investigado, sob o ponto de vista de cada tipo de decisor, o impacto da aplicação dos três métodos ADMC. Os resumos dos resultados obtidos com estes métodos para os Decisores DN, DC, DR e DE são apresentados nas Tabelas 5.29 a 5.32, respectivamente, onde foi mantido o mesmo código de cores das seções 5.6.1 a 5.6.3.

Para o decisor em que os critérios custo total, risco de déficit e emissões de GEE tinham igual importância (*Decisor neutro ou DN*) - vide Tabela 5.29, os métodos *VIP Analysis* e FITradeoff indicaram a mesma alternativa preferida, a 84(H\_12B\_8E\_3S), que corresponde à forma mais ampla da iNDC brasileira na COP 21, pois discrimina os 23% da participação das fontes biomassa, eólica e solar e ainda coloca uma participação mínima da fonte hidrelétrica. O *VIP Analysis* apresentou ainda a informação de que as demais alternativas estariam dominadas pela alternativa preferida. No entanto, caso se considerasse, no *VIP Analysis*, uma ordenação das alternativas por meio de seus máximos arrependimentos, esta seria igual àquela obtida pelo método FITradeoff, uma vez que os valores das constantes de escala dos critérios podem ser calculados de forma exata para este cenário. Por outro lado, para o método AHP, a alternativa preferida foi a 40NRen, seguida da 30NRen. Considerando a ordenação de per si apresentada pelo AHP, tem-se a indicação de que ela foi diferente daquelas obtidas pelos métodos *VIP Analysis* e FITradeoff. Entretanto, quando se considera a análise de agrupamentos, verifica-se que o primeiro grupo no *VIP Analysis* contém 8 alternativas que seriam

indistinguíveis, e a distância entre os resultados de ambos os métodos diminui. Com relação ao método FITradeoff, como o mesmo não disponibiliza índices globais de desempenho, não foi possível aprofundar a sua comparação com os outros dois métodos. Observa-se, no entanto, que o FITradeoff não disponibiliza índices globais para cada alternativa por se tratar de método de informação parcial, sendo considerado desnecessário, o que é uma das grandes vantagens dessa linha de métodos, visto que estudos comportamentais já mostraram, exaustivamente, o aumento da probabilidade de inconsistências quando se tenta obter informação precisa do decisor. Observa-se, por fim, que as alternativas de redução elevada da expansão das fontes hidrelétricas ficaram nas últimas posições nos três métodos.

Em relação ao cenário em que o custo total tem preferência sobre os demais critérios (*Decisor DC*) - a partir da Tabela 5.30, observa-se que os três métodos apontaram como alternativa preferida a COP21, seguida da N6, e como menos preferidas as alternativas de redução elevada da expansão das fontes hidrelétricas; e também que as ordenações determinadas pelos três métodos são semelhantes. Considerando os agrupamentos encontrados, as três primeiras alternativas são as mesmas e pertencem à primeira classe; ainda, os métodos AHP e *VIP Analysis* consideram as alternativas 84(H\_COP21) e N8 como indiferentes, e o FITradeoff as considerou como incomparáveis. Já as alternativas BAU e 84(H\_12B\_8E\_3S) foram consideradas como indiferentes pelo *VIP Analysis* e incomparáveis pelo FITradeoff. Por sua vez, o *VIP Analysis* apontou que dez dentre as quatorze alternativas estariam dominadas e, portanto, não poderiam ser consideradas na recomendação final; porém quando se elimina apenas as alternativas dominadas de forma absoluta, o número de alternativas aptas para serem consideradas na recomendação final, e.g. pelo critério de máximo arrependimento, sobe para sete, indicando que parece ser razoável não eliminar da ordenação as alternativas dominadas apenas de forma pareada. Novamente, as alternativas de redução elevada da expansão das fontes hidrelétricas ficaram nas últimas posições nos três métodos.

Para o cenário em que o risco de déficit tem preferência sobre os demais critérios (*Decisor DR*), notou-se que, da mesma forma que o caso do Decisor DC, as ordenações produzidas pelos três métodos foram em geral semelhantes - vide Tabela 5.31. Os três métodos apontaram que a alternativa N6 é a preferida para este cenário. O AHP e o *VIP Analysis* indicaram ainda a alternativa N8 em segundo lugar, considerando que a mesma

não seria eliminada no *VIP Analysis*, por ser dominada de forma parcial. Novamente, as ordenações obtidas por estes métodos estão próximas. Chama a atenção que no FITradeoff as alternativas COP21 e N8 foram consideradas incomparáveis pois, para os outros métodos, elas se encontram em posições distintas (N8 está em segundo lugar no AHP e *VIP Analysis*, e COP21 em oitavo no AHP e em sétimo no *VIP Analysis*). Novamente, as alternativas de redução elevada da expansão das fontes hidrelétricas ficaram nas últimas posições nos três métodos.

Para o *Decisor DE*, cenário em que as emissões de GEE tem preferência sobre os demais critérios, e considerando o agrupamento das alternativas, os três métodos indicaram como alternativa preferida a 40NRen, que possui o menor montante de emissões de GEE, seguida da 30NRen - vide Tabela 5.32. Os três métodos indicaram o BAU como alternativa menos preferida. À despeito da existência de alternativas dominadas de forma absoluta no *VIP Analysis*, a ordenação produzida por este método foi a mesma do AHP. Porém, o *VIP Analysis* indica que apenas quatro alternativas são não dominadas. Já a ordenação obtida pelo FITradeoff coincide com as dos demais métodos nas últimas posições.

Por fim, para os cenários de preferência considerados não houve uma mesma alternativa que fosse preferida em todos os casos. Porém, exceto para o *Decisor DE*, cenário em que as emissões de GEE tem preferência sobre os demais, e considerando as classes obtidas pela análise de agrupamento estatístico, os três métodos coincidem em apontar que as alternativas que são variantes da iNDC brasileira – que prioriza a expansão da hidroeletricidade e o aumento da participação das novas renováveis, tais como COP21, 84(H\_COP21), 84(H\_12B\_8E\_3S), N6 e 12B\_8E\_3S – são as mais robustas.

Tabela 5.29: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DN.

Ordenação pelo AHP					Ordenação pelo VIP Analysis					Ordenação pelo FITradeoff
Alternativas	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Desempenho Global	Alternativas	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?	
40NRen	491.674,60	2,01	49,81	0,0798	84(H_12B_8E_3S)	0,664	0,664	-0,005		84(H_12B_8E_3S)
30NRen	438.816,36	1,64	70,30	0,0754	N6	0,659	0,659	0,005	SIM (Abs)	N6
84(H_12B_8E_3S)	419.977,12	1,56	85,44	0,0728	84(H_COP21)	0,645	0,645	0,019	SIM (Abs)	84(H_COP21)
84(H_COP21)	424.225,83	1,57	84,92	0,0726	COP21	0,64	0,64	0,024	SIM (Abs)	COP21
12B_8E_3S_N8	436.264,37	1,57	82,36	0,0726	30NRen	0,634	0,634	0,03	SIM (Abs)	30NRen
N6	409.939,19	1,45	103,79	0,0714	N8	0,623	0,623	0,041	SIM (Abs)	N8
N8	423.266,05	1,45	101,26	0,0710	12B_8E_3S	0,617	0,617	0,047	SIM (Abs)	12B_8E_3S
COP21	407.151,96	1,59	94,82	0,0709	12B_8E_3S_N8	0,614	0,614	0,05	SIM (Abs)	12B_8E_3S_N8
COP21_N8	444.829,71	1,69	81,85	0,0705	COP21_N8	0,513	0,513	0,151	SIM (Abs)	COP21_N8
12B_8E_3S	410.048,60	1,57	98,85	0,0702	BAU	0,47	0,47	0,194	SIM (Abs)	BAU
50H	444.494,95	1,87	76,41	0,0699	50H	0,439	0,439	0,225	SIM (Abs)	50H
40H	490.842,91	1,96	72,84	0,0687	40NRen	0,333	0,333	0,331	SIM (Abs)	40NRen
45H	466.867,19	1,92	75,22	0,0680	45H	0,331	0,331	0,333	SIM (Abs)	45H
BAU	404.504,91	1,78	106,04	0,0662	40H	0,23	0,23	0,434	SIM (Abs)	40H

Tabela 5.30: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DC.

Ordenação pelo AHP					Ordenação pelo VIP Analysis					Ordenação pelo FITtradeoff
Alternativas	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Desempenho Global	Alternativas	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?	
COP21	407.151,96	1,59	94,82	0,0740	COP21	0,64	0,92	0,024		COP21
N6	409.939,19	1,45	103,79	0,0739	N6	0,659	0,896	0,025		N6
84(H_12B_8E_3S)	419.977,12	1,56	85,44	0,0735	12B_8E_3S	0,617	0,888	0,047	SIM	12B_8E_3S
12B_8E_3S	410.048,60	1,57	98,85	0,0734	84(H_12B_8E_3S)	0,664	0,799	0,122		BAU 84(H_12B_8E_3S)
84(H_COP21)	424.225,83	1,57	84,92	0,0729	N8	0,623	0,761	0,16	SIM	84(H_COP21) N8
30NRen	438.816,36	1,64	70,30	0,0728	84(H_COP21)	0,645	0,754	0,166	SIM	12B_8E_3S_N8
N8	423.266,05	1,45	101,26	0,0724	BAU	0,47	0,921	0,194		30NRen
BAU	404.504,91	1,78	106,04	0,0723	12B_8E_3S_N8	0,614	0,632	0,288	SIM (Abs)	COP21_N8
12B_8E_3S_N8	436.264,37	1,57	82,36	0,0718	30NRen	0,611	0,634	0,31	SIM (Abs)	50H
40NRen	491.674,60	2,01	49,81	0,0703	COP21_N8	0,513	0,534	0,387	SIM (Abs)	45H
COP21_N8	444.829,71	1,69	81,85	0,0701	50H	0,439	0,526	0,395	SIM (Abs)	40NRen
50H	444.494,95	1,87	76,41	0,0699	45H	0,292	0,331	0,629	SIM (Abs)	40H
40H	490.842,91	1,96	72,84	0,0675	40NRen	0,05	0,333	0,871	SIM (Abs)	
45H	466.867,19	1,92	75,22	0,0653	40H	0,043	0,23	0,878	SIM (Abs)	

Tabela 5.31: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DR.

Ordenação pelo AHP					Ordenação pelo VIP Analysis					Ordenação pelo FITtradeoff
Alternativas	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Desempenho Global	Alternativas	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?	
N6	409.939,19	1,45	103,79	0,0776	N6	0,659	0,949	0,005		N6
N8	423.266,05	1,45	101,26	0,0774	N8	0,623	0,943	0,041	SIM	84(H_12B_8E_3S)
84(H_12B_8E_3S)	419.977,12	1,56	85,44	0,0749	84(H_12B_8E_3S)	0,664	0,783	0,166		84(H_COP21)
84(H_COP21)	424.225,83	1,57	84,92	0,0745	84(H_COP21)	0,645	0,765	0,184	SIM	COP21 N8
12B_8E_3S_N8	436.264,37	1,57	82,36	0,0745	12B_8E_3S	0,617	0,76	0,189	SIM	30NRen
30NRen	438.816,36	1,64	70,30	0,0739	12B_8E_3S_N8	0,614	0,76	0,189	SIM	12B_8E_3S
12B_8E_3S	410.048,60	1,57	98,85	0,0735	COP21	0,64	0,733	0,215	SIM	12B_8E_3S_N8
COP21	407.151,96	1,59	94,82	0,0732	30NRen	0,634	0,657	0,292	SIM	COP21_N8
COP21_N8	444.829,71	1,69	81,85	0,0705	COP21_N8	0,513	0,563	0,386	SIM (Abs)	BAU
40NRen	491.674,60	2,01	49,81	0,0681	BAU	0,42	0,47	0,529	SIM (Abs)	50H
BAU	404.504,91	1,78	106,04	0,0667	50H	0,278	0,439	0,67	SIM (Abs)	45H
50H	444.494,95	1,87	76,41	0,0664	45H	0,186	0,331	0,763	SIM (Abs)	40NRen
40H	490.842,91	1,96	72,84	0,0649	40H	0,11	0,23	0,839	SIM (Abs)	40H
45H	466.867,19	1,92	75,22	0,0639	40NRen	0,05	0,333	0,899	SIM (Abs)	

Tabela 5.32: Resumo dos resultados obtidos para o Decisor DE.

Ordenação pelo AHP					Ordenação pelo VIP Analysis					Ordenação pelo FITradeoff
Alternativas	Valor esperado do custo total (10 <sup>6</sup> R\$)	Risco de déficit do Sudeste (%)	Emissões de GEE em 2030 (Mton CO <sub>2</sub> eq.)	Desempenho Global	Alternativas	Valor Mínimo	Valor Máximo	Máximo Arrependimento	Dominada?	
40NRen	491.674,60	2,01	49,81	0,1009	30NRen	0,634	0,635	0,265		40NRen
30NRen	438.816,36	1,64	70,3	0,0796	40NRen	0,333	0,9	0,331		30NRen
45H	466.867,19	1,92	75,22	0,0748	45H	0,331	0,516	0,384	SIM (Abs)	12B_8E_3S_N8
40H	490.842,91	1,96	72,84	0,0736	50H	0,439	0,514	0,386	SIM (Abs)	84(H_COP21) 84(H_12B_8E_3S)
50H	444.494,95	1,87	76,41	0,0735	40H	0,23	0,536	0,434	SIM (Abs)	50H
12B_8E_3S_N8	436.264,37	1,57	82,36	0,0715	12B_8E_3S_N8	0,45	0,614	0,45	SIM (Abs)	COP21_N8
COP21_N8	444.829,71	1,69	81,85	0,0708	COP21_N8	0,443	0,513	0,457	SIM (Abs)	45H
84(H_COP21)	424.225,83	1,57	84,92	0,0703	84(H_COP21)	0,416	0,645	0,484		CO21 40H
84(H_12B_8E_3S)	419.977,12	1,56	85,44	0,0701	84(H_12B_8E_3S)	0,411	0,664	0,489		12B_8E_3S
COP21	407.151,96	1,59	94,82	0,0654	COP21	0,266	0,64	0,634	SIM	N8
12B_8E_3S	410.048,60	1,57	98,85	0,0637	12B_8E_3S	0,201	0,617	0,699	SIM (Abs)	N6
N8	423.266,05	1,45	101,26	0,0633	N8	0,166	0,623	0,734	SIM (Abs)	BAU
N6	409.939,19	1,45	103,79	0,0626	N6	0,133	0,659	0,767	SIM	
BAU	404.504,91	1,78	106,04	0,0597	BAU	0,071	0,47	0,829	SIM (Abs)	

## 6 Conclusões

Este trabalho propôs uma metodologia geral, baseada em técnicas de apoio à decisão multicritério (ADMC), para resolver o problema de planejamento da expansão do sistema de geração de energia elétrica de longo prazo, que considere explicitamente a mitigação das mudanças climáticas na tomada de decisão, bem como outros objetivos, e.g., segurança energética e econômico, que seja especialmente adequado para sistemas elétricos reais de grande porte, interligados e com predominância hidroelétrica, características presentes no sistema interligado brasileiro.

A metodologia proposta está aderente aos procedimentos para a construção de modelos ADMC e o seu núcleo básico engloba quatro etapas principais: (i) formulação de alternativas de planos de expansão da geração (e de troncos de interligação entre os subsistemas); (ii) avaliação do desempenho destas alternativas em relação aos objetivos (ou critérios) adotados; (iii) pré-seleção das alternativas que irão para a etapa posterior; e (iv) realização de uma análise multicritério para selecionar as “melhores” alternativas de plano de expansão de acordo com as preferências do decisor. Adicionalmente, quando pertinente, técnicas estatísticas de análise de agrupamentos são aplicadas ao final da ordenação para identificar as alternativas que são indiferentes entre si.

A abordagem proposta é flexível e pode ser aplicada a qualquer tipo de sistema elétrico ou circunstância do país. No entanto, sua aplicação prática pode tirar proveito de modelos especializados em cada etapa que reconhecem características ou procedimentos específicos do sistema que está sendo analisado, bem como a modelagem de preferências considerada.

A metodologia desenvolvida foi implementada em um sistema computacional de apoio à decisão multicritério para o planejamento da expansão da geração de longo prazo denominado SADPLANE. Com o intuito de viabilizar a sua aplicação ao sistema elétrico brasileiro (SIN) - de grande porte, interligado e com predominância hidrelétrica,

as duas primeiras etapas (*formulação de alternativas* de planos de expansão e *avaliação do desempenho* destas alternativas em relação aos objetivos/critérios) são realizadas a partir da utilização integrada de modelos especializados de planejamento da expansão e da operação do sistema de geração, i.e., os modelos MELP – baseado em programação linear inteira mista, e NEWAVE - baseado em programação dinâmica dual estocástica.

Na etapa de *pré-seleção das alternativas* que irão para a fase de análise multicritério é utilizada a técnica de Análise Envoltória de Dados (DEA). Esta etapa é particularmente importante nos métodos de um critério de síntese quando o número de alternativas ou a variabilidade de desempenhos entre elas possa dificultar a elicitación das constantes de escala ou a determinação das funções de valores parciais adequadas para a análise intracritério.

Dadas as características do problema abordado, optou-se por empregar a abordagem multicritério, na qual se definem critérios para representar os objetivos do problema. Esta abordagem requer que as alternativas de solução do problema - no nosso caso, planos de expansão da geração - sejam conhecidas a priori e que possam ser avaliadas por cada critério considerado, estando, portanto, em linha com a prática do planejamento de sistemas elétricos reais.

Considerando que, quando o decisor é informado por diversos arcabouços, logicamente consistentes e validados empiricamente, é mais provável que ele exerça escolhas sensatas, e visando incorporar maior robustez à tomada de decisão, para a fase de *análise multicritério*, foi implementado um conjunto de métodos ADMC no sistema SADPLANE; mais especificamente, dois métodos com agregação dos desempenhos de forma compensatória (usando um critério de síntese) – AHP e *VIP Analysis*, e um não compensatório (usando relações de sobreclassificação) – o ELECTRE III.

Adicionalmente, ponderou-se que nos métodos baseados em um critério de síntese também é proveitoso, do ponto de vista pragmático, o agrupamento das alternativas em relação aos seus desempenhos globais, identificando aquelas que são equivalentes (indiferentes) em relação à estrutura de preferências. Em consequência, ao final da obtenção dos desempenhos globais nos métodos AHP e *VIP Analysis*, foi utilizada uma

técnica estatística de análise de agrupamentos – o método de Ward, bem como métricas para determinação do número adequado de grupos.

A adequação da metodologia proposta foi avaliada por meio de sua aplicação a uma configuração real do sistema de interligado brasileiro. Para isso, foram comparados os diversos cenários de mitigação de gases de efeito estufa e também seus impactos com relação aos demais objetivos (ou critérios), tomando por base alternativas de expansão com a metodologia atual - (*business as usual* – BAU) e também associadas à implementação da iNDC brasileira ao setor elétrico - aumentar a participação das energias renováveis não hidroelétricas na matriz elétrica para ao menos 23% até 2030. Também foram analisadas políticas energéticas que resultam em planos com reduções aceleradas e até mesmo, do ponto de vista pragmático, de abandono da expansão de usinas hidrelétricas.

Assim, 14 alternativas de expansão foram formuladas e, posteriormente, avaliadas considerando 3 objetivos (ou critérios): mudanças climáticas (emissões de gases de efeito estufa), segurança energética (risco de déficit) e econômico (custos de investimento e de operação).

A fim de verificar o desempenho da metodologia proposta para diferentes cenários de preferência, a análise multicritério foi realizada sob o ponto de vista de quatro tipos de decisores: que não tem preferência entre os critérios, i.e., *neutro* - Decisor DN; que considera que o critério *custo total* tem preferência sobre os demais - Decisor DC; que considera que o critério *risco de déficit* tem preferência sobre os demais - Decisor DR; e que considera que o critério *emissões de GEE* tem preferência sobre os demais - Decisor DE.

Adicionalmente, adotou-se a hipótese, razoável, que a estrutura do decisor admitia compensação entre os critérios, o que afastou a aplicação do método ELECTRE III. Por outro lado, foi utilizado um outro método de um critério de síntese, que não faz parte do sistema SADPLANE, o FITradeoff, disponível para uso livre de custo no site [www.fitradeoff.org](http://www.fitradeoff.org).

A seguir são elencadas as principais constatações assim como propostas para a continuidade da pesquisa.

## 6.1 Principais Constatações

- Com relação às alternativas formuladas de plano de expansão, corroborou-se a competitividade da energia eólica.
- Resultado contrário se verificou para a fonte solar, que se expande apenas nas alternativas em que se pré-definiu um percentual de participação desta ou quando a política energética requeria um elevado percentual de participação conjunta das fontes biomassa, eólica e solar, ou quando há uma acentuada redução na expansão de usinas hidrelétricas.
- A etapa de pré-seleção de alternativas se mostrou eficaz na identificação de alternativas que não sejam eficientes ou estejam distantes da fronteira de eficiência. Com isso, foi eliminada uma alternativa que, se mantida no conjunto final de alternativas acarretaria, assumindo uma modelagem linear, uma incapacidade dos métodos ADMC em distinguir as demais alternativas entre si (indiferença), prejudicando a análise e indicação das alternativas mais atraentes.
- O agrupamento das alternativas em relação aos seus desempenhos globais (métodos AHP e *VIP Analysis*), utilizando o método de Ward, bem como as métricas utilizadas para a determinação do número adequado de grupos, se mostrou bastante interessante. Proveu um mecanismo sistemático de identificação das alternativas indiferentes em relação à estrutura de preferências, facilitando a comparação entre os métodos ADMC e os tipos de decisores.
- Na metodologia do *VIP Analysis*, é sugerido que somente participem da ordenação pelo mínimo máximo arrependimento, as alternativas não dominadas,

quer de forma absoluta ou parcial. As análises realizadas para os vários tipos de decisores considerados indicou que parece ser mais razoável que se elimine da ordenação final somente as alternativas que sejam dominadas de forma absoluta.

- Apesar das críticas inerentes ao método AHP, a Escala de Saaty foi capaz de prover um proxy para os pesos dos critérios, na ausência da elicitación das constantes de escala, ou na inviabilidade de sua obtenção. Neste sentido, quando se considerou intensidade de preferência forte, as ordenações das alternativas para os três tipos de decisores com preferência em um dos critérios ficaram semelhantes às dos métodos *VIP Analysis* e *FITradeoff*. Por outro lado, quando se utilizou intensidade moderada, as ordenações se mostraram diferentes.
- Para o decisor em que os critérios custo total, risco de déficit e emissões de GEE tinham igual importância (Decisor neutro ou DN), os métodos *VIP Analysis* e *FITradeoff* indicaram a mesma alternativa preferida, a 84(H\_12B\_8E\_3S), que corresponde à forma mais ampla da iNDC brasileira na COP 21, pois discrimina os 23% da participação das fontes biomassa, eólica e solar e ainda coloca uma participação mínima da fonte hidrelétrica (61%). Por sua vez, considerando a ordenação de per se apresentada pelo AHP, tem-se a indicação de que ela foi diferente daquelas obtidas pelos dois outros métodos. Contudo, quando se considera a análise de agrupamentos, verifica-se que o primeiro grupo no *VIP Analysis* contém 8 alternativas que seriam indistinguíveis, e a distância entre os resultados de ambos os métodos diminui.
- Em relação ao cenário em que o custo total tem preferência sobre os demais critérios (Decisor DC), observa-se que os três métodos apontaram como alternativa preferida a COP21. Também, que as ordenações determinadas pelos três métodos são semelhantes. Considerando os agrupamentos encontrados, as três primeiras alternativas são as mesmas e pertencem à primeira classe.
- Para o cenário em que o risco de déficit tem preferência sobre os demais critérios (Decisor DR), notou-se que, da mesma forma que o caso do Decisor

DC, as ordenações produzidas pelos três métodos foram em geral semelhantes. Os três métodos apontaram que a alternativa N6 é a preferida para este cenário. Chama-se a atenção que na alternativa N6, a participação da fonte nuclear sai dos 1.6% (BAU) para 3%, enquanto a participação da fonte hidrelétrica resulta em 61%, mesmo valor na BAU, e que também representa a participação indicada para esta fonte, quando dos estudos para a COP 21; por sua vez, a participação conjunta das fontes biomassa, eólica e solar na alternativa N6 foi 18%.

- Para o Decisor DE, cenário em que as emissões de GEE tem preferência sobre os demais critérios, e considerando o agrupamento das alternativas, os três métodos indicaram como alternativa preferida a 40NRen, que possui o menor montante de emissões de GEE, seguida da 30NRen. Os três métodos indicaram o BAU como a última alternativa na ordenação.
- Para todos os tipos de decisores, exceto aquele que tem preferência pelas emissões de GEE, e em todos os três métodos ADMC, as alternativas que representam políticas energéticas que resultam em planos de expansão com reduções aceleradas e até mesmo, do ponto de vista pragmático, de abandono da expansão de usinas hidrelétricas, ocupam as últimas posições nas ordenações das alternativas e devem, portanto, ser descartadas.
- Por fim, para os cenários de preferência considerados não houve uma mesma alternativa que fosse preferida em todos os casos. Porém, exceto para o Decisor DE, cenário em que as emissões de GEE tem preferência sobre os demais, e considerando as classes obtidas pela análise de agrupamento estatístico, os três métodos coincidem em apontar que as alternativas que são variantes da iNDC brasileira – que prioriza a expansão da hidroeletricidade e o aumento da participação das novas renováveis, tais como COP21, 84(H\_COP21), 84(H\_12B\_8E\_3S), N6 e 12B\_8E\_3S – são as mais robustas.

- A metodologia proposta e o sistema computacional desenvolvido, que consideram a integração de modelos especializados de planejamento da expansão (MELP) e da operação (NEWAVE), mostraram-se adequados para a utilização em sistemas elétricos reais de grande porte, interligados e com predominância hidroelétrica, características presentes no sistema interligado brasileiro.
- Os resultados obtidos apontam o potencial da metodologia proposta em auxiliar na escolha de planos de expansão robustos e equilibrados, conforme as preferências do decisor, podendo, inclusive, ser um instrumento relevante para análises de políticas públicas em termos de expansão de energia elétrica, verificando os custos e os benefícios associados, antes de sua efetiva adoção.

## **6.2 Trabalhos Futuros**

- Seria recomendável a inclusão no estudo de caso de outros objetivos, como o social e o ambiental, e a verificação de seu impacto na ordenação das alternativas em cada método ADMC.
- Neste sentido, seria vantajoso comparar o desempenho de cada método e, em especial, as intensidades de preferências no método AHP.
- Também seria indicado a aplicação do método não compensatório implementado no sistema computacional SADPLANE (método ELECTRE III) ao estudo de caso.
- Seria recomendável que outros métodos ADMC fossem incorporados ao sistema computacional SADPLANE.

- Seria oportuno a consideração de outras incertezas no processo de tomada de decisão, tanto na etapa de formulação de alternativas como na etapa de utilização de métodos ADMC.
- Seria proveitoso a verificação do impacto na ordenação das alternativas, caso os seus desempenhos fossem obtidos por meio da representação de limites máximos de emissões de GEE no problema de planejamento da operação de médio/longo prazo, resolvido pelo modelo NEWAVE.
- Dada a elevada penetração das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e solar, seria oportuno o aprimoramento continuado de sua representação nos modelos MELP e NEWAVE.
- Seria oportuno considerar, na aplicação da metodologia proposta, cenários de evolução tecnológica das fontes de geração e armazenamento, bem como de transmissão de energia, e os seus reflexos principalmente em termos de custos de implementação e operação.
- Embora mais vantajoso em sistemas elétricos de menor porte, seria interessante o desenvolvimento de metodologia baseada em programação matemática multiobjetivo para resolver o problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo considerando emissões de GEE.

## Referências Bibliográficas

ANTUNES, C. H., ALVES, M. J., CLÍMACO, J. N., 2016, *Multiobjective Linear and Integer Programming*. Springer International Publishing Switzerland, Euro Advanced Tutorials on Operational Research.

BANA E COSTA, C. A., VANSNICK, J. C., 1994, "MACBETH — An Interactive Path Towards the Construction of Cardinal Value Functions". *International Transactions in Operational Research*, v. 1, n. 4, pp. 489-500.

BANA E COSTA, C. A., VANSNICK, J. C., 1997, "Applications of the MACBETH Approach in the Framework of an Additive Aggregation Model". *Journal of Multi-Criteria Decision Analysis*, v. 6, n. 2, pp. 107-114.

BANKER, R.D., CHARNES, A., COOPER, W.W. (1984). Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies. *Management Science*, 39.

BELTON, V., STERWART, T. J., 2002, *Multiple Criteria Decision Analysis – An Integrated Approach*. Massachusetts, Kluwer Academic Publishers.

BENDERS, J. F., "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems", *Numerisch Mathematik*, v. 4, pp. 238-252, 1962.

BRANS, J. P., VINCKE, P., 1985, "A preference ranking organization method (The PROMETHEE method for multiple criteria decision-making)". *Management Science*, v. 31, n. 6, pp. 647-656.

BRANS, J. P., MARESCHAL, B., VINCKE, P., 1986, "How to select and how to rank projects: The PROMETHEE method". *European Journal of Operational Research*, v. 24, n. 2, pp. 228-238.

BURKE, W. J., MERRILL, H. M., SCHWEPPE, F. C., et al., 1988, “Trade-off Methods in System Planning”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 3, n. 3, pp. 1284-1290.

CAMPELLO DE SOUZA, F. M., 2007, *Decisões Racionais em Situações de Incerteza*. Recife, Editora da Universidade Federal de Pernambuco.

CAMPODÓNICO, N., BINATO, S., KELMAN, R., et al., 2002, *Expansion Planning of Generation and Interconnections under Uncertainty*. Relatório técnico, Power Systems Research (PSR), Rio de Janeiro.

CLIMACO, J. N., DIAS, L. C., 2006, “An Approach to Support Negotiation Process with Imprecise Information Multicriteria Additive Models”. *Group Decision and Negotiation*, v. 51, pp. 171-184.

CHARNES, A., COOPER, W.W., RHODES, E., 1978, “Measuring the Efficiency of Decision Making Units”. *European Journal of Operational Research*, v. 2, p. 429-444.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, 2008, Resolução CNPE nº 9 de 17 de novembro de 2004.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, 2004, Resolução CNPE nº 1, de 28 de julho de 2008.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, 2019, Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

COOK, D. W., ZHU, J., 2005, *Modelling Performance Measurement: applications and implementations issues in DEA*. New York, Springer.

DE ALMEIDA, A. T., 2013, *Processo de Decisão nas Organizações – Construindo Modelos de Decisão Multicritério*. São Paulo, Editora Atlas.

DE ALMEIDA, A. T., CAVALCANTE, C. A. V., ALENCAR, M. H., *et al.*, 2015, *Multicriteria and Multiobjective Models for Risk, Reliability and Maintenance Decision Analysis*. Springer International Publishing Switzerland.

DE ALMEIDA, A. T., ALMEIDA, J. A., COSTA, A. P. C. S., *et al.*, 2016, “A New Method for Elicitation of Criteria Weights in Additive Models: Flexible and Interactive Tradeoff”. *European Journal of Operational Research*, v. 250, n. 1, pp. 179-191.

DIAS, L. C., CLIMACO, J. N., 2000, “Additive aggregation with variable independent parameters: The VIP Analysis software”. *Journal of the Operational Research Society*, v. 51, n. 9, pp. 1070-1082.

DINIZ, A. L., TCHEOU, M. P., MACEIRA, M. E. P., "A direct approach to the consideration of the CVaR problem hydrothermal operation planning". *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Rio de Janeiro, 20-23 Maio 2012. (In Portuguese).

DUARTE, V. S., 2012, *Teoria da Decisão Aplicada ao Planejamento da Operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

EDWARDS, W., BARRON, F. H., 1994, “SMART and SMARTER: Improved Simple Methods for Multiattribute Utility Measurement”. *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, v. 60, pp. 306-325.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), *Estudos para a Expansão: Custo Marginal da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro – Metodologia e Cálculo*. Relatório Técnico EPE-DEE-RE-55/2018 – r1, 2018.

ESTELLITA, M. P. L., MEZA, L. A., 2000, *Análise Envoltória de Dados e Perspectivas de Integração no Ambiente de Apoio à Decisão*, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

FIGUEIRA J., GRECO, S., EHROGOTT M. (eds), 2005, *Multicriteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*, Boston, Springer Science + Business Media, Inc.

FIRMO, H. T., LEGEY, L. F. L. “Generation expansion planning: an iterative genetic algorithm approach”. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3, pp. 901 – 906, 2002.

FORTUNATO, L., ARARIPE NETO, T., ALBUQUERQUE, J., et al., 1990, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói - RJ, EDUFF - Editora Universitária.

FREJ, E. A., DE ALMEIDA, A. T., COSTA, A. P. C. S., 2019, “Using data visualization for ranking alternatives with partial information and interactive tradeoff elicitation”. *Operational Research*, v. 19, pp. 909-931.

FREJ, E. A., 2019, *Método Multicritério de Elicitação por Tradeoff Interativo e Flexível para a Problemática de Ordenação e para a Tomada de Decisão em Grupo*. Tese de D.Sc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFPE, Recife, PE, Brasil.

GCPS/ELETRORÁS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos / Centrais Elétricas Brasileiras S.A., 1999, *Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão da Geração*. Relatório Técnico, Dezembro de 1999.

GORENSTEIN, B. G., CAMPADÓNICO, N. M., COSTA, J. P., et al., 1993, “Power System Expansion Planning Under Uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 1, pp. 129-136.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 2012, *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)*.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 2014, *Summary for Policymakers*. In: *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability*.

Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC AR5 - WGII, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2016, *World Energy Outlook 2016*.

JOHNSON, R. A. and WICHERN, D. W., 1998, "Applied Multivariate Analysis", Fourth Edition, Prentice Hall, New Jersey.

JUSTINO, T. C., MELO, A. C. G., MACULAN, N., et al., "Consideração de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração por meio de Métodos de Apoio à Decisão Multicritério". *XIX Congresso Latino-Iberoamericano de Pesquisa Operacional*, Lima, Peru, 24-27 September 2018.

JUSTINO, T. C., MELO, A. C. G., MACULAN, N., et al., "A Multicriteria Modelling to the Long Term Generation Expansion Planning considering Greenhouse Gas Emissions". *30th European Conference on Operational Research*, Dublin, Ireland, 23-26 June 2019a.

JUSTINO, T. C., MELO, A. C. G., MACEIRA, M. E. P., et al., "Representação de Medidas de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Problema do Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados". *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 10-13 Novembro 2019b.

KEENEY, R. L., RAIFFA H., 1976, *Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs*. New York, John Wiley & Sons Inc.

KANG, T. H. A., SOARES JÚNIOR, A. M. C., DE ALMEIDA, A. T., 2018, "Evaluating Electric Power Generation Technologies: A multicriteria Analysis based on the FITradeoff Method". *Energy*, v. 165, pp. 10-20.

LISBOA, M. L. V., MARZANO, MACEIRA, M. E. P., et al., "A Simplified Approach to Estimate The Energy Production of Thermal Plants for Long Term Generation Expansion Planning Studies". *VI Latin-American Congress on Electric Energy Generation and Transmission*, Mar del Plata, Argentina, 13-17 November 2005.

LISBOA, M. L. V., MARZANO, L. G., SABÓIA, C. H. M., et al., “A Mixed Integer Programming Model for Long Term Generation Expansion Planning of the Brazilian System”. *16th Power Systems Computation Conference*, Glasgow, Scotland, 14-18 July 2008.

LISBOA, M. L., MARZANO, L. G. B., SABÓIA, C. H. M., et al. “Representação do Sistema de Gás Natural no Modelo Computacional MELP”. *XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Belém, 16-20 Março 2009.

LOVELL, C. A. K., PASTOR, J. T., “Radial DEAL Models without Inputs or without Outputs”, *European Journal of Operations Research*, V. 118, N° 1, p. 46-51, 1999.

MACEIRA, M. E. P., 1993, *Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos*. Relatório Técnico CEPEL.

MACEIRA, M. E. P., BEZERRA, C. V., 1997, “Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems”. In: *Proceedings of 5th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 305-310.

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”. *14th Power Systems Computation Conference*, Seville, Spain, 24-28 June 2002.

MACEIRA, M. E. P., DUARTE, V. S., PENNA, D. D. J., et al., “Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program”. *16th Power Systems Computation Conference*, Glasgow, Scotland, 14-18 July 2008.

MACEIRA, M. E. P, MARZANO, L. G. B, PENNA, D. D. J., et al., “Application of Cvar Risk Aversion Approach in the Expansion and Operation Planning and for Setting

the Spot Price in the Brazilian Hydrothermal System”, *18th Power Systems Computation Conference*, Wroclaw, Poland, 18-22 August 2014.

MACEIRA, M. E. P., MELO, A. C. G., ZIMMERMANN, M. P., “Application of stochastic programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System”. *19th Power System Computation Conference*, Genoa, Italy, 20-24 June 2016.

MACEIRA, M. E. P., PENNA, D. D. J., DINIZ A. L., 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”. *20th Power System Computation Conference*, Dublin, Ireland, 11-15 June 2018.

MACEIRA, M. E. P., CRUZ, C. B., PENNA, D. D. J., et al., “Combined Representation of Hydropower Plants and Inflow Scenarios Re-Sampling on Stochastic Dual Dynamic Programming – Application to the Brazilian System”. *15th International Conference on Stochastic Programming*, Trondheim, Norway, 29 July-02 August 2019a.

MACEIRA, M. E. P., CRUZ, C. B., PENNA, D. D. J., et al., “Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida”, *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 10-13 Novembro 2019b.

MEIER P., MUNASINGHE M., 2004, *Sustainable Energy in Developing Countries: Policy Analysis and Case Studies*, Edward Elgar Publishing Ltd.

MELO, A. C. G., MACEIRA, M. E. P., ZIMMERMANN, M. P., et al., “Sustainable Development of Hydropower in Brazil – Technical and Institutional Aspects”. *44th Biannual CIGRÉ Session*, Paris, France, 26-31 August 2012.

MELO, A. C. G., MACEIRA, M. E. P., ZIMMERMANN, M. P., et al., “Hydropower Technology Roadmap – A Pathway for Doubling Hydroelectricity Production Worldwide by 2050”. *45th Biannual CIGRÉ Session*, Paris, France, 25-29 August 2014.

MELO, A. C. G., RODRIGUES A. F., BATISTA, F. R. S., et al., “Dominant Contracting Strategies for Hydropower Projects Considering Inflow Uncertainties – Application to the Brazilian Case”, *15th Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Boise, Idaho, USA, 24-28 June, 2018a.

MELO, A. C. G., PESSANHA, J. F. M., JUSTINO, T. C., et al., 2018b, “Agrupamentos Estatísticos de Curvas de Carga por meio do Programa MODCAR para Utilização nos Modelos NEWAVE e DECOMP”, Relatório Técnico CEPEL 10349/2018, Junho de 2018.

MELO, A. C. G., PESSANHA, J. F. M., BESSA, R. J. G. S. B., et al., , “Modeling wind speed and wind power uncertainties in the probabilistic power flow: a case study with the Brazilian Northeast Power System”. *18th World Wind Energy Conference.*, Rio de Janeiro-RJ, 25 – 27 November 2019.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Relatório Técnico EPE, 2015.

MME- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, *Plano Nacional de Energia 2030*. Ministério de Minas e Energia. Novembro 2007.

MME- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Portaria N° 59, de 20 de fevereiro de 2020.

MUNASINGHE, M., 1980, “A New Approach to Power System Planning”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 99, n. 3, pp. 1198-1206.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL, *Life Cycle Harmonization Project – Results*, 2012. Disponível em: [http://www.nrel.gov/analysis/sustain\\_lca\\_results.html](http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_results.html).

ÖZTÜRK, M., TSOUKIÀS, A., VINCKE, P., “Preference Modelling”. In: Figueira, J., Greco, S., Ehrogott, M., editors. *Multicriteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*, Boston, Springer Science + Business Media, Inc, pp. 27-71, 2005.

PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G., 1991, “Multi Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning”. *Mathematical Programming*, v. 52, pp. 359-375.

PESSANHA, J. F. M., FIGUEIRA de MELLO, M. A. R., BARROS, M., *et al.*, 2010, “Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico Brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo DEA adotado pela ANEEL”. *Pesquisa Operacional*, v. 30, n. 3, pp. 521-545.

PESSANHA, J. F. M., MELO A. C. G., ALMEIDA, V., “Impact of Wind Speed Correlations on Probabilistic Power Flow by using the Nataf Transformation”. *15th Probabilistic Methods Applied do Power Systems*, Boise, Idaho, USA, 24-28 June 2018a.

PESSANHA, J. F. M., MELO A. C. G., JUSTINO, T. C., *et al.*, “Combining Statistical Clustering Techniques and Exploratory Data Analysis to Compute Typical Daily Load Profiles – Application to the Expansion and Operational Planning in Brazil”. *15th Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Boise, Idaho, USA, 24-28 June 2018b.

PESSANHA, J. F. M., MELO, A. C. G., 2019, “Cálculo dos Custos Operacionais Regulatórios das Concessionárias de Transmissão do Brasil por Meio de Metodologia DEA Baseada em Eficiência Cruzada”. *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte-MG, 10-13 de Novembro 2019.

PESSANHA, J. F. M., MELO, A. C. G., 2020, “Benchmarking the Operational Expenditures of Brazilian Transmission Utilities by using DEA Models”. *21th Power Systems Computation Conference*, Porto, Portugal, 29 June – 03 July 2020.

ROY, B., "Paradigms and Challenges". In: Figueira, J., Greco, S., Ehrogott, M., editors. *Multicriteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*, Boston, Springer Science + Business Media, Inc, pp. 3-24, 2005.

ROY, B., BOUYSSOU, D., 1991, "Decision-aid: an Elementary Introduction with Emphasis on Multiple Criteria". *Investigación Operativa*, v. 2, pp. 95-110.

ROY, B., BOUYSSOU, D., 1993, *Aide Multicritère à la Décision: Méthodes et Cas*. Paris, Ed. Economica.

ROY, B., PRÉSENT, M., SILHOL, D., 1986, "A Programming Method for Determining which Paris Metro Stations Should Be Renovated". *European Journal of Operational Research*, v. 24, pp. 318-334.

SAATY, T. L., 1977, "A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures". *Journal of Mathematical Psychology*, v 15 (3), pp 234–281.

SAATY, R. W., 1987, "The Analytic Hierarchy Process - What it is and How it is used". *Mathl Modelling*, v. 9, n. 3-5, pp. 161-176.

SAATY, T. L., "The Analytic Hierarchy And Analytic Network Processes For The Measurement Of Intangible Criteria And For Decision-Making". In: Figueira, J., Greco, S., Ehrogott, M., editors. *Multicriteria Decision Analysis: State of the Art Surveys*, Boston, Springer Science + Business Media, Inc, pp. 345-407, 2005.

SAATY, T. L., 2008, "Decision making with the Analytic Hierarchy Process". *Int. J. Services Sciences*, v. 1, n. 1, pp. 83-98

SABÓIA C. H. M., LUCENA A., "A Column Generation Approach for Solving Very Large Scale Instances of the Brazilian Long Term Power Expansion Planning Model". *17th Power Systems Computation Conference*, Stockholm, Sweden, 22-26 August 2011.

SABÓIA, C. H. M., 2013, *Um Algoritmo Branch-and-Price para Instâncias de Grande Porte do Modelo Brasileiro de Planejamento da Expansão da Geração de Energia Elétrica a Longo Prazo*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SAVAGE, L., 1951, "The theory of statistical decision". *Journal of the American Statistical Association*, v. 46, pp. 55–67.

SHAPIRO, A., TEKAYA, W., COSTA, J. P., et al., 2013, "Risk neutral and risk averse Stochastic Dual Dynamic Programming method". *European Journal of Operational Research*, v. 224, n. 2 , pp. 375-391.

TERRY, L. A., *Projeto MELP – Termo de Referência*. Relatório Técnico CEPEL, Rio de Janeiro, 1995.

TERRY, L. A., MELO, A. C. G., LISBOA, M. L. V., et al., "Application of the MELP Program to Define a Long Term Generation and Interconnection Expansion Plan for the Brazilian System". *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Rio de Janeiro, Maio 2004a.

TERRY, L. A., MACEIRA, M. E. P., MERCIO, C. V., et al., "Equivalent Reservoir Model for Hydraulic Coupled Systems". *IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Rio de Janeiro, Maio 2004b.

TOLOO, M., KRESTA, A., "Finde the Best Asset Financing Alternative: A DEA-WEO Approach", *Measurement*, v. 55, pp. 288-294, 2014.

TRINKENREICH, J., PINHEIRO, S. F., "Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico Usando Programação Linear". In: *Anais do XV SOBRAPO*, v. 1, pp. 243-258, Rio de Janeiro, Nov. 1982.

*UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE - UNFCCC*, 1992, United Nations.

UNITED NATIONS, *Paris Agreement*, 2015.

WOLSEY, L. A., 1998, *Integer Programming*. New York, John Wiley & Sons Inc.

ZIMMERMANN, M. P., 2007, *Aspectos Técnicos e Legais Associados ao Planejamento da Expansão de Energia Elétrica no Novo Contexto Regulatório Brasileiro*. Dissertação de M.Sc., PUC-RJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

# Apêndice A – Dados dos Projetos de Usinas e Interligações

## 1. Dados dos Projetos de Usina Hidrelétrica

A Tabela A.1 apresenta, para cada projeto de usina hidrelétrica, o seu custo de investimento, o subsistema no qual ela será implantada, a sua potência instalada, as suas taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), e as suas energias firme e média. Ressalta-se que os projetos que possuem o custo de investimento igual a zero são projetos obrigatórios, ou seja, projetos cuja implantação já foi pré-definida.

Tabela A.1: Dados dos projetos de usinas hidrelétricas.

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subsistema	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	Energia Firme (MW <sub>medio</sub> )	Energia Média (MW <sub>medio</sub> )
Murta	883.00	1	120	2.0	5.3	52	51
Itaocara I	1180.00	1	150	1.6	6.1	82	91
Mirador	768.00	1	80	2.0	5.3	47	56
Toricoejo	729.00	1	76	2.0	5.3	48	53
Torixoreu	3804.00	1	408	1.6	6.1	193	225
Sumauma	4272.00	1	458	1.6	6.1	220	230
Prainha	6208.00	1	797	1.6	6.1	357	370
Maranhao Bai	1170.00	1	125	2.0	5.3	53	71
Porteiras 2	1522.00	1	86	2.1	4.7	41	52
Buriti Queim	2217.00	1	142	2.0	5.3	67	85
Arraias	672.00	1	70	2.0	5.3	39	45
Doresopolis	576.00	1	60	2.0	5.3	25	34
Pompeu	1645.00	1	209	1.6	6.1	99	116
Formoso	3848.00	1	342	1.6	6.1	157	178
Biboca	547.00	1	57	2.1	4.7	36	38
Sao Roque	0.00	2	135	2.0	5.3	74	82
Telem Borba	868.00	2	118	2.0	5.3	58	74
Sao Jeronimo	3077.00	2	330	1.6	6.1	162	197
Baixo Iguacu	3265.00	2	350	1.6	6.1	168	187
Pai Quere	2722.00	2	292	1.6	6.1	161	161
Itapiranga	5646.00	2	724	1.6	6.1	347	375
Irai	3077.00	2	330	1.6	6.1	169	179
Tijuco Alto	1203.00	2	129	1.6	6.1	76	95
Santa Branca	557.00	2	58	2.1	4.7	36	42
Comissario	1363.00	2	140	2.0	5.3	72	73

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subsistema	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	Energia Firme (MWmedio)	Energia Média (MWmedio)
Apertados	1258.00	2	139	2.0	5.3	78	79
Ercilandia	914.00	2	87	2.0	5.3	52	53
Foz Piquiri	960.00	2	93	2.0	5.3	57	58
V. Gde Chopi	526.00	2	55	2.1	4.7	32	35
Paranhos	642.00	2	67	2.1	4.7	36	40
Riacho Seco	2574.00	3	276	2.0	5.3	172	169
Pedra Branca	2984.00	3	320	2.0	5.3	154	145
B.Monte Comp	0.00	4	233	2.0	5.3	147	150
S. Quebrada	10349.00	4	1328	1.6	6.1	753	785
Santa Isabel	8473.00	4	1087	1.6	6.1	551	661
Maraba	15946.00	4	1851	1.6	6.1	1005	1141
Tabajara	3265.00	6	350	1.6	6.1	198	205
Cach Caldeir	1723.00	7	219	1.6	6.1	123	118
Bem Querere	6127.00	7	708	2.0	5.3	405	339
Carecuru	1890.00	7	240	1.6	6.1	122	111
Belo Monte	0.00	8	11000	2.9	0.0	4134	4260
Slt Apiacas	0.00	9	45	2.1	4.7	23	24
Colider	0.00	9	300	1.6	6.1	189	186
Teles Pires	0.00	9	1820	2.2	3.8	1014	1003
Sinop	3729.00	9	400	1.6	6.1	210	214
Sao Manoel	6053.00	9	700	1.6	6.1	426	421
Jatoba	20157.00	9	2340	2.0	5.3	1236	1240
Jardim Ouro	1787.00	9	227	2.0	5.3	107	106
Cach Patos	4566.00	9	528	1.6	6.1	255	251
Jamanxim	6867.00	9	881	2.2	3.8	442	434
Cach Do Cai	6250.00	9	802	1.6	6.1	392	384
S Luiz Tapaj	66672.00	9	7740	2.2	3.8	3660	3487
S L Tap Comp	2797.00	9	300	1.6	6.1	267	268
Tucuma	4758.00	9	510	2.0	5.3	302	298
Castanheira	2250.00	9	192	1.6	6.1	112	111
Slt Aug Baix	11383.00	9	1461	1.6	6.1	748	737
S.Simao Alto	30224.00	9	3509	2.2	3.8	1846	1809
Davinopolis	960.00	10	74	2.1	4.7	36	41
P.Galeano	611.00	10	81	2.0	5.3	49	56

## 2. Dados dos Projetos de Usina Termelétrica

A Tabela A.2 apresenta, para cada projeto de usina termelétrica, o seu custo de investimento, o subsistema no qual ela será implantada, o seu combustível, a sua potência instalada, o seu fator de capacidade máxima (FCMAX), as suas taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), e os seus fatores de participação

crítico e médio. Ressalta-se que os projetos que possuem o custo de investimento igual a zero são projetos obrigatórios, ou seja, projetos cuja implantação já foi pré-definida.

Tabela A.2: Dados dos projetos de usinas termelétricas.

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subs.	Combustível	Pot.Inst. (MW)	FCMAX (%)	TEIF (%)	IP (%)	Fpart Crit.	Fpart Medio
Costa Rica I	698.00	1	Biomassa	164	100	10.0	4.0	0.906	0.601
Ute Ind Cava	6642.00	1	Biomassa	1000	100	2.5	2.5	0.906	0.601
Sta Vitoria	176.00	1	Biomassa	41.4	93	1.0	16.2	0.906	0.601
Bag_Se_1	3830.00	1	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Se_2	3830.00	1	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Se_3	3830.00	1	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Se_4	3830.00	1	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Se_5	3830.00	1	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Se_6	3830.00	1	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Carvimp Se 1	4556.00	1	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Se 2	4556.00	1	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Se 3	4556.00	1	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Se 4	4556.00	1	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Se 5	4556.00	1	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Ute Ind Gas2	4018.00	1	Gas Natural	1200	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas21	4018.00	1	Gas Natural	1200	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas22	4018.00	1	Gas Natural	1200	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas23	4018.00	1	Gas Natural	1200	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas24	4018.00	1	Gas Natural	1200	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas25	7366.00	1	Gas Natural	2200	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas26	3348.00	1	Gas Natural	1000	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas27	2344.00	1	Gas Natural	700	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Gas Se 2	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Se 3	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Se 4	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Se 5	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Se 6	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Se 7	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Se 8	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Se 9	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subs.	Combustível	Pot.Inst. (MW)	FCMAX (%)	TEIF (%)	IP (%)	Fpart Crit.	Fpart Medio
Gas Se10	1674.00	1	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Angra 3	0.00	1	Nuclear	1405	100	2.0	6.8	0.995	0.902
Nuc_T1 Se 1	19718.00	1	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Se 2	19718.00	1	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Se 3	19718.00	1	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Se 4	19718.00	1	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Se 5	19718.00	1	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Se 6	19718.00	1	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Se 7	19718.00	1	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Oleo Se3	1233.00	1	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Oleo Se4	1233.00	1	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Oleo Se5	1233.00	1	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Bag_S_1	3830.00	2	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_S_2	3830.00	2	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_S_3	3830.00	2	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_S_4	3830.00	2	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_S_5	3830.00	2	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_S_6	3830.00	2	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Pampa Sul	3098.00	2	Carvão	340	100	3.4	1.4	0.933	0.453
Carv Convs01	4556.00	2	Carvão	500	86	0.0	0.0	0.982	0.66
Carv Convs02	4556.00	2	Carvão	500	86	0.0	0.0	0.982	0.66
Carv Convs03	4556.00	2	Carvão	500	86	0.0	0.0	0.982	0.66
Carv Convs04	4556.00	2	Carvão	500	86	0.0	0.0	0.982	0.66
Carv Convs05	4556.00	2	Carvão	500	86	0.0	0.0	0.982	0.66
Rio Grande	4145.00	2	Gas Natural	1238	100	2.0	2.0	0.753	0.339
Ute Ind Gas3	3348.00	2	Gas Natural	1000	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas31	6696.00	2	Gas Natural	2000	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Ute Indgas32	3348.00	2	Gas Natural	1000	100	2.5	2.5	0.906	0.43
Gas S 2	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas S 3	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas S 4	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas S 5	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas S 6	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas S 7	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas S 8	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subs.	Combustível	Pot.Inst. (MW)	FCMAX (%)	TEIF (%)	IP (%)	Fpart Crit.	Fpart Medio
Gas S 9	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas S10	1674.00	2	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Ute Ind Nuc	19718.00	2	Nuclear	1000	100	3.0	7.4	0.995	0.902
Oleo S3	1233.00	2	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Oleo S4	1233.00	2	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Oleo S5	1233.00	2	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Canto Buriti	638.00	3	Biomassa	150	100	1.5	3.5	0.906	0.601
Campo Grande	638.00	3	Biomassa	150	100	1.5	3.5	0.906	0.601
Boltbah	213.00	3	Biomassa	50	100	0.5	4.5	0.888	0.563
Bag_Ne_1	3830.00	3	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Ne_2	3830.00	3	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Ne_3	3830.00	3	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Ne_4	3830.00	3	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Ne_5	3830.00	3	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Ne_6	3830.00	3	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Carvimp Ne 1	4556.00	3	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Ne 2	4556.00	3	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Ne 3	4556.00	3	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Ne 4	4556.00	3	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Carvimp Ne 5	4556.00	3	Carvão	500	88	0.0	0.0	0.982	0.564
Novo Tempo	4145.00	3	Gas Natural	1238	100	2.0	2.0	0.753	0.339
P. Sergipe I	5074.00	3	Gas Natural	1515.6	100	1.1	2.1	0.804	0.414
Gas Ne 2	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne 3	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne 4	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne 5	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne 6	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne 7	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne 8	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne 9	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas Ne10	1674.00	3	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Nuc_T1 Ne 1	19718.00	3	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Ne 2	19718.00	3	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Ne 3	19718.00	3	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Ne 4	19718.00	3	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Ne 5	19718.00	3	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subs.	Combustível	Pot.Inst. (MW)	FCMAX (%)	TEIF (%)	IP (%)	Fpart Crit.	Fpart Medio
Nuc_T1 Ne 6	19718.00	3	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Nuc_T1 Ne 7	19718.00	3	Nuclear	1000	90	0.0	0.0	0.681	0.681
Oleo Ne3	1233.00	3	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Oleo Ne4	1233.00	3	Oleo	500	88	0.0	0.0	0.398	0.088
Bag_N_1	3830.00	4	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_N_2	3830.00	4	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_N_3	3830.00	4	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_N_4	3830.00	4	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_N_5	3830.00	4	Biomassa	900	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Maranhao III	0.00	4	Gas Natural	518.8	100	1.9	1.6	0.983	0.82
Gas N 2	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N 3	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N 4	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N 5	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N 6	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N 7	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N 8	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N 9	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Gas N10	1674.00	4	Gas Natural	500	95	0.0	0.0	0.906	0.43
Acre	698.00	6	Biomassa	164	100	10.0	4.0	0.906	0.601
Bag_Ac_1	426.00	6	Biomassa	100	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Ac_2	851.00	6	Biomassa	200	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Ac_3	851.00	6	Biomassa	200	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Maua 3	1978.00	7	Gas Natural	590.8	98	3.7	6.3	0.986	0.835
Bag_Tp_1	426.00	9	Biomassa	100	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Tp_2	426.00	9	Biomassa	100	55	0.0	0.0	0.6	0.6
Bag_Tp_3	426.00	9	Biomassa	100	55	0.0	0.0	0.6	0.6

### 3. Dados dos Projetos de Usinas Eólicas e Solares

As Tabelas A.3 e A.4 apresentam, para cada projeto de usina eólica e solar, respectivamente, o seu custo de investimento, o subsistema no qual ela será implantada, a sua potência instalada, e o seu fator de capacidade máxima (FCMAX). As taxas de indisponibilidade forçada e programada destes projetos foram consideradas nulas.

Vale ressaltar que, a fim de acelerar a convergência do modelo MELP, ao invés de considerar as usinas eólicas individuais, foi considerado conglomerados destas usinas de 900 MW de potência instalada. Em geral, as usinas eólicas possuem potência instalada

em torno de 30 MW. O mesmo foi considerado para as usinas solares que, geralmente, possuem potência instalada em torno de 21 MW.

Tabela A.3: Dados dos projetos de usinas eólicas.

<b>Nome</b>	<b>Custo (10<sup>6</sup> R\$)</b>	<b>Subsistema</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>	<b>FCMAX (%)</b>
EOL S1	4788.00	2	900	38
EOL S2	4788.00	2	900	38
EOL S3	4788.00	2	900	38
EOL S4	4788.00	2	900	38
EOL S5	4788.00	2	900	38
EOL S6	4788.00	2	900	38
EOL S7	4788.00	2	900	38
EOL S8	4788.00	2	900	38
EOL S9	4788.00	2	900	38
EOL S10	4788.00	2	900	38
EOL S11	4788.00	2	900	38
EOL S12	4788.00	2	900	38
EOL S13	4788.00	2	900	38
EOL S14	4788.00	2	900	38
EOL S15	4788.00	2	900	38
EOL S16	4788.00	2	900	38
EOL S17	4788.00	2	900	38
EOL S18	4788.00	2	900	38
EOL S19	4788.00	2	900	38
EOL S20	4788.00	2	900	38
EOL S21	4788.00	2	900	38
EOL S22	4788.00	2	900	38
EOL S23	4788.00	2	900	38
EOL S24	4788.00	2	900	38
EOL S25	4788.00	2	900	38
EOL S26	4788.00	2	900	38
EOL S27	4788.00	2	900	38
EOL S31	4788.00	2	900	38
EOL S32	4788.00	2	900	38
EOL S33	4788.00	2	900	38
EOL S34	4788.00	2	900	38
EOL S35	4788.00	2	900	38
EOL S36	4788.00	2	900	38
EOL S37	4788.00	2	900	38
EOL S38	4788.00	2	900	38
EOL S39	4788.00	2	900	38
EOL S40	4788.00	2	900	38
EOL S41	4788.00	2	900	38
EOL S42	4788.00	2	900	38
EOL S43	4788.00	2	900	38
EOL S44	4788.00	2	900	38
EOL S45	4788.00	2	900	38
EOL S46	4788.00	2	900	38
EOL S47	4788.00	2	900	38

<b>Nome</b>	<b>Custo (10<sup>6</sup> R\$)</b>	<b>Subsistema</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>	<b>FCMAX (%)</b>
EOL S48	4788.00	2	900	38
EOL S49	4788.00	2	900	38
EOL S50	4788.00	2	900	38
EOL NE 1	4788.00	3	900	46
EOL NE 2	4788.00	3	900	46
EOL NE 3	4788.00	3	900	46
EOL NE 4	4788.00	3	900	46
EOL NE 5	4788.00	3	900	46
EOL NE 6	4788.00	3	900	46
EOL NE 7	4788.00	3	900	46
EOL NE 8	4788.00	3	900	46
EOL NE 9	4788.00	3	900	46
EOL NE10	4788.00	3	900	46
EOL NE11	4788.00	3	900	46
EOL NE12	4788.00	3	900	46
EOL NE13	4788.00	3	900	46
EOL NE14	4788.00	3	900	46
EOL NE15	4788.00	3	900	46
EOL NE16	4788.00	3	900	46
EOL NE17	4788.00	3	900	46
EOL NE18	4788.00	3	900	46
EOL NE19	4788.00	3	900	46
EOL NE20	4788.00	3	900	46
EOL NE21	4788.00	3	900	46
EOL NE22	4788.00	3	900	46
EOL NE23	4788.00	3	900	46
EOL NE24	4788.00	3	900	46
EOL NE25	4788.00	3	900	46
EOL NE26	4788.00	3	900	46
EOL NE27	4788.00	3	900	46
EOL NE33	4788.00	3	900	46
EOL NE34	4788.00	3	900	46
EOL NE35	4788.00	3	900	46
EOL NE36	4788.00	3	900	46
EOL NE37	4788.00	3	900	46
EOL NE38	4788.00	3	900	46
EOL NE39	4788.00	3	900	46
EOL NE40	4788.00	3	900	46
EOL NE41	4788.00	3	900	46
EOL NE42	4788.00	3	900	46
EOL NE43	4788.00	3	900	46
EOL NE44	4788.00	3	900	46
EOL NE45	4788.00	3	900	46
EOL NE46	4788.00	3	900	46
EOL NE47	4788.00	3	900	46
EOL NE48	4788.00	3	900	46
EOL NE49	4788.00	3	900	46
EOL NE50	4788.00	3	900	46
EOL NE51	4788.00	3	900	46
EOL NE52	4788.00	3	900	46

Tabela A.4: Dados dos projetos de usinas solares.

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subsistema	Potência Instalada (MW)	FCMAX (%)
SOL SE1	873.00	1	210	25
SOL SE2	873.00	1	210	25
SOL SE3	873.00	1	210	25
SOL SE4	873.00	1	210	25
SOL SE5	873.00	1	210	25
SOL SE6	873.00	1	210	25
SOL SE7	873.00	1	210	25
SOL SE8	873.00	1	210	25
SOL SE9	873.00	1	210	25
SOL NE1	873.00	3	210	25
SOL NE2	873.00	3	210	25
SOL NE3	873.00	3	210	25
SOL NE4	873.00	3	210	25
SOL NE5	873.00	3	210	25
SOL NE6	873.00	3	210	25
SOL NE7	873.00	3	210	25
SOL NE8	873.00	3	210	25
SOL NE9	873.00	3	210	25
SOL SE10	2618.00	1	630	25
SOL SE11	2618.00	1	630	25
SOL SE12	2618.00	1	630	25
SOL SE13	2618.00	1	630	25
SOL SE14	2618.00	1	630	25
SOL SE15	2618.00	1	630	25
SOL SE16	2618.00	1	630	25
SOL SE17	2618.00	1	630	25
SOL NE10	2618.00	3	630	25
SOL NE11	2618.00	3	630	25
SOL NE12	2618.00	3	630	25
SOL NE13	2618.00	3	630	25
SOL NE14	2618.00	3	630	25
SOL NE15	2618.00	3	630	25
SOL NE16	2618.00	3	630	25
SOL NE17	2618.00	3	630	25

#### 4. Dados dos Projetos de Interligações

A Tabela A.5 apresenta, para cada projeto de interligação entre subsistemas, o seu custo de investimento, o subsistema de origem (Subs. DE), o subsistema de destino (Subs. PARA), e a capacidade da interligação.

Tabela A.5: Dados dos projetos de interligações entre subsistemas.

Nome	Custo (10 <sup>6</sup> R\$)	Subs. DE	Subs. PARA	Capacidade (MW)
P1_1-2_1	514	10	1	642
P1_1-2_2	715	1	2	894
P1_1-2_3	681	1	3	851
P1_1-2_4	1573	1	5	1966
P1_1-2_5	1360	1	6	1700
P1_1-2_6	488	1	9	610
P1_1-2_7	678	1	100	848
P1_1-2_8	1625	1	200	2031
P2_1-2_5	1360	2	5	1700
P1_1-3_1	5978	2	100	4982
P1_1-3_2	7204	3	200	6003
P1_1-3_3	1600	4	200	1333
P1_1-3_4	202	4	300	168
P1_2-100_1	211	5	100	264
P1_2-100_2	254	7	300	317
P1_2-100_3	42	1	2	53
P1_2-100_4	50	1	2	63
P1_2-100_5	106	1	2	132
P1_4-200_1	960	1	2	800
P1_4-200_2	1560	1	2	1300
P1_4-200_3	480	1	2	400
P2_4-200_1	960	1	2	800
P2_4-200_2	1560	1	2	1300
P2_4-200_3	480	1	2	400
P1_4-200_4	2326	1	3	1938
P1_2-5_1	83	1	3	104
P1_2-5_2	113	1	3	141
P1_9-1_1	1184	1	3	1480
P1_9-1_2	1600	2	100	2000
P2_9-1_2	1600	2	100	2000
P1_9-1_3	1760	2	100	2200
P1_9-1_4	1840	2	100	2300
P1_9-1_5	3520	2	100	4400
P1_9-1_6	2480	4	200	3100
P1_9-1_7	1680	4	200	2100
P1_9-1_8	400	4	200	500
P1_6-1_1	546	4	200	682
P1_6-1_2	103	4	200	129
P1_6-1_3	97	4	200	121
P1_6-1_4	699	4	200	874
P1_1-300_1	5600	2	5	4000
P2_1-300_1	5600	2	5	4000
P1_1-300_2	11200	9	1	8000
P1_1-300_3	4578	9	1	3270
P2_1-300_3	4578	9	1	3270
P1_1-300_4	6440	9	1	4600
P1_1-200_1	718	9	1	598
P1_1-200_2	1261	9	1	1051
P1_3-200_1	1981	9	1	1651

<b>Nome</b>	<b>Custo (10<sup>6</sup> R\$)</b>	<b>Subs. DE</b>	<b>Subs. PARA</b>	<b>Capacidade (MW)</b>
P1_3-200_2	4662	9	1	3885
P1_8-300_1	7700	9	1	5500
P2_8-300_1	7700	6	1	5500
P1_300-200_1	5761	6	1	4115
P1_1-2_9	1600	6	1	2000
P1_1-2_10	2400	6	1	3000
P1_1-2_11	4000	1	300	5000
P1_1-2_12	8000	1	300	10000
P1_1-3_5	2400	1	300	2000
P1_1-3_6	3600	1	300	3000
P1_1-3_7	6000	1	300	5000
P1_1-3_8	12000	1	300	10000
P1_2-100_6	1600	1	200	2000
P1_2-100_7	2400	1	200	3000
P1_2-100_8	4000	3	200	5000
P1_2-100_9	8000	3	200	10000
P1_4-200_5	2400	8	300	2000
P1_4-200_6	3600	8	300	3000
P1_4-200_7	6000	300	200	5000
P1_4-200_8	12000	1	2	10000
P1_2-5_3	1600	1	2	2000
P1_2-5_4	2400	1	2	3000
P1_2-5_5	4000	1	2	5000
P1_2-5_6	8000	1	3	10000
P3_9-1_2	1600	1	3	2000
P1_9-1_10	2400	1	3	3000
P1_9-1_11	4000	1	3	5000
P1_9-1_12	8000	2	100	10000
P1_6-1_5	1600	2	100	2000
P1_6-1_6	2400	2	100	3000
P1_6-1_7	4000	2	100	5000
P1_6-1_8	8000	4	200	10000
P1_1-300_5	2800	4	200	2000
P1_1-300_6	4200	4	200	3000
P1_1-300_7	7000	4	200	5000
P1_1-300_8	14000	2	5	10000
P1_1-200_3	2400	2	5	2000
P1_1-200_4	3600	2	5	3000
P1_1-200_5	6000	2	5	5000
P1_1-200_6	12000	9	1	10000
P1_3-200_3	2400	9	1	2000
P1_3-200_4	3600	9	1	3000
P1_3-200_5	6000	9	1	5000
P1_3-200_6	12000	6	1	10000
P1_8-300_2	2800	6	1	2000
P1_8-300_3	4200	6	1	3000
P1_8-300_4	7000	6	1	5000
P1_8-300_5	14000	1	300	10000
P1_300-200_2	2800	1	300	2000
P1_300-200_3	4200	1	300	3000
P1_300-200_4	7000	1	300	5000

<b>Nome</b>	<b>Custo (10<sup>6</sup> R\$)</b>	<b>Subs. DE</b>	<b>Subs. PARA</b>	<b>Capacidade (MW)</b>
P1_300-200_5	14000	1	200	10000
P1_1-100_1	1600	1	200	2000
P1_1-100_2	2400	1	200	3000
P1_1-100_3	4000	1	200	5000
P1_1-100_4	8000	3	200	10000
P1_5-1_1	1600	3	200	2000
P1_5-1_2	2400	3	200	3000
P1_5-1_3	4000	3	200	5000
P1_5-1_4	8000	8	300	10000
P1_5-100_1	1600	8	300	2000
P1_5-100_2	2400	8	300	3000
P1_5-100_3	4000	8	300	5000
P1_5-100_4	8000	300	200	10000
P1_4-300_1	2800	300	200	2000
P1_4-300_2	4200	300	200	3000
P1_4-300_3	7000	300	200	5000
P1_4-300_4	14000	1	100	10000
P1_300-7_1	2800	1	100	2000
P1_300-7_2	4200	1	100	3000
P1_300-7_3	7000	1	100	5000
P1_300-7_4	14000	5	1	10000