

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Wellington Carlos da Conceição

**Programação Dinâmica Estocástica com Discretização do Intercâmbio de
Energia entre Subsistemas Hidrotérmicos no Problema de Planejamento da
Operação**

Juiz de Fora

2016

Wellington Carlos da Conceição

**Programação Dinâmica Estocástica com Discretização do Intercâmbio de
Energia entre Subsistemas Hidrotérmicos no Problema de Planejamento da
Operação**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: André Luís Marques Marcato, D.Sc.

Coorientador: João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Juiz de Fora

2016

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Conceição, Wellington Carlos da.

Programação Dinâmica Estocástica com Discretização do Intercâmbio de Energia entre Subsistemas Hidrotérmicos no Problema de Planejamento da Operação / Wellington Carlos da Conceição. -- 2016.

129 f. : il.

Orientador: André Luís Marques Marcato

Coorientador: João Alberto Passos Filho

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.

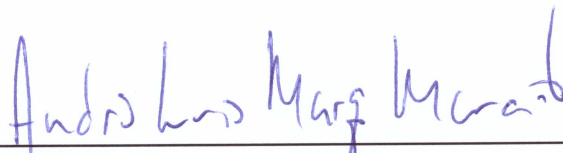
1. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. 2. Programação Dinâmica Estocástica. 3. Sistemas Equivalentes de Energia. 4. Intercâmbio de Energia. I. Marcato, André Luís Marques, orient. II. Passos Filho, João Alberto, coorient. III. Título.

Wellington Carlos da Conceição

Programação Dinâmica Estocástica com Discretização do Intercâmbio de Energia entre Subsistemas Hidrotérmicos no Problema de Planejamento da Operação

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 12/12/2016



Prof. André Luís Marques Marcato, D.Sc - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



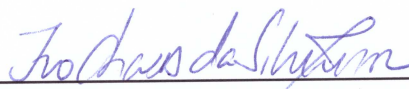
Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



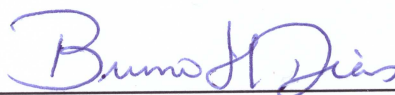
Prof. Reinaldo Castro Souza, Ph.D.
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro



Prof. Edmarcio Antonio Belati, D.Sc.
Universidade Federal do ABC



Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora



Prof. Bruno Henrique Dias, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

*À minha esposa Júlie e
aos meus filhos
Vinícius e Rafael.*

AGRADECIMENTOS

À Deus.

À minha esposa Júlie, pelo amor, companheirismo, grande ajuda e enorme paciência.

Aos meus filhos, Vinícius e Rafael, que são minha maior fonte de incentivo.

Aos meus queridos pais, Arilton e Efigênia.

Aos meus irmãos Adriana, Fernanda, Wemerson, Bruno e familiares que sempre estiveram presentes em cada etapa importante da minha vida.

Ao orientador, professor e amigo André Luís Marques Marcato pela dedicação, grande atenção, confiança e apoio em todas as etapas deste trabalho.

Ao professor João Alberto Passos Filho, por valiosas e cruciais contribuições no desenvolvimento do trabalho.

Aos professores e pesquisadores do PPEE/UFJF pelos conhecimentos passados, que direta ou indiretamente contribuíram para realização deste trabalho.

Aos professores e amigos do Instituto Federal do Sudeste de Minas Gerais – Campus Juiz de Fora que sempre me apoiaram e incentivaram o meu crescimento profissional.

À CAPES, ao CNPq e a FAPEMIG, pelo apoio financeiro e/ou tecnológico durante a execução deste trabalho.

Dedico minha especial gratidão aos amigos Tales Pulinho Ramos e Rafael Bruno da Silva Brandi, pelo apoio, discussões, e principalmente pelas idéias, durante todo o doutorado. Meu reconhecimento de que a realização deste trabalho só foi possível devido à ajuda de vocês.

RESUMO

O sistema de produção de energia elétrica brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte com forte predominância de usinas hidrelétricas. O planejamento e operação do sistema é realizado considerando diversos fatores, tais como, estocasticidade das afluições, usinas hidrelétricas em cascata e acoplamento temporal da operação. A resolução deste tipo de problema é feita considerando diversos horizontes de planejamento. O planejamento da operação de médio prazo compreende um período de 5 anos de estudo, e este período é discretizado em base mensal. O presente trabalho apresenta uma metodologia alternativa para resolução do problema de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos utilizando a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) com discretização do intercâmbio de energia entre os subsistemas (PDE-INT). Além disso, utiliza-se a técnica de sistemas equivalentes de energia e o algoritmo de fechos convexos (*convex hull*) para obtenção da função de custo futuro a partir dos pontos obtidos pela PDE-INT. Nesta abordagem, para cálculo da política energética, os subsistemas são considerados isolados, e desta forma, as variáveis que compõem o espaço de estados que são discretizadas são a energia armazenada e o intercâmbio líquido entre os subsistemas. Inicialmente, para análise e avaliação da metodologia proposta na resolução do problema de planejamento hidrotérmico, criou-se um sistema tutorial, composto por dois subsistemas. Em seguida, a metodologia foi utilizada considerando todo o sistema elétrico brasileiro, representado por quatro subsistemas ou submercados. Os resultados mostraram que com a técnica de separação dos subsistemas há uma redução significativa no tempo computacional quando comparados com as técnicas tradicionais que utilizam programação dinâmica. Desta forma, a metodologia proposta pode ser utilizada para uma análise rápida e inicial do caso em estudo, servindo como base para estudos e refinamentos posteriores.

Palavras-chave: Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. Programação Dinâmica Estocástica. Algoritmo Fechos Convexos. Sistemas Equivalentes de Energia. Intercâmbio de Energia.

ABSTRACT

The Brazilian power production system is a large scale hydrothermal system with a strong predominance of hydroelectric power plants. The electric power system operation planning must take into consideration several factors, such as uncertainty of the water inflows, hydroelectric plants in cascade and temporal coupling. This problem is solved considering different planning horizon. The long-term operation planning problem is generally solved by a chain of computational models that consider a period of 5 years ahead with monthly discretization. This work presents an alternative strategy to solve hydrothermal systems operation planning by Stochastic Dynamic Programming (SDP) with discretization of energy interchange between subsystems (SDP-INT). Under the presented approach, the hydroelectric plants are grouped into energy equivalent subsystems and the expected operation cost functions are modeled by a piecewise linear approximation, by means of the convex hull algorithm. Also, under this methodology, the subsystems are solved isolated, but the net energy interchange (export – import) between subsystems is set as a state variable of the cost function, together with the energy storage. Initially, for the analysis and evaluation of the proposed methodology applied on solving the hydrothermal planning problem, the methodology is used in a tutorial system, composed of two subsystems. Next, a simulation with the whole Brazilian electrical system considering four subsystems is presented. The results have shown that this subsystems separation technique reduces significantly the computation time when compared with the traditional techniques, demonstrating the effectiveness of the proposed methodology. Thus, the proposed methodology can be used for a fast and initial analysis of the case study, serving as a basis for further studies.

Key-words: Hydrothermal System Operation Planning. Stochastic Dynamic Programming. Convex Hull Algorithm. Equivalent Systems of Energy. Energy Interchange.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação do SIN - Ano 2015	18
Figura 2 – Estrutura da capacidade instalada no SIN em 31-12-2014	19
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	20
Figura 4 – Processo de decisão em um sistema hidrotérmico	21
Figura 5 – Função de custo imediato, custo futuro e custo total	22
Figura 6 – Horizontes de estudo	23
Figura 7 – Modelagem no planejamento da operação	24
Figura 8 – Fluxograma de otimização	25
Figura 9 – Reservatório equivalente de energia	26
Figura 10 – Topologia do SIN	27
Figura 11 – Nova topologia para o SIN	28
Figura 12 – Representação do sistema utilizado no exemplo didático: PDE	51
Figura 13 – Aproximação da FCF construída no estágio 3	56
Figura 14 – Aproximação da FCF construída no estágio 2	57
Figura 15 – Aproximação da FCF construída no estágio 1	58
Figura 16 – Comparação entre as FCF's construídas no estágio 3	59
Figura 17 – Exemplos de conjunto convexo e não-convexo	61
Figura 18 – Exemplos de fechos convexos	61
Figura 19 – Conjunto convexo no plano tridimensional: (a) Conjunto aleatório de pontos e (b) Conjunto convexo obtido	62
Figura 20 – Algoritmo da obtenção das funções de custo futuro utilizando fechos convexos	63
Figura 21 – Invólucro convexo obtido do algoritmo de fechos convexos	64
Figura 22 – Conjunto de planos de corte que aproximam a FCF	64
Figura 23 – Fluxograma do processo de solução: PDE-INT	66
Figura 24 – Algoritmo proposto para obtenção das FCF's	68
Figura 25 – Número de PPL em função do número de discretizações	71
Figura 26 – Algoritmo proposto para cálculo do valor esperado do custo total de operação	72
Figura 27 – Representação do sistema utilizado no exemplo didático: PDE-INT	75
Figura 28 – Conjunto de planos de corte que aproximam a FCF para o Subsistema 1 e Estágio 3	79
Figura 29 – Comparação entre os custos mensais de operação: estudo de caso 1	94
Figura 30 – Valores esperados de energia armazenada do SIN: estudo de caso 1	95
Figura 31 – Valores esperados de energia vertida do SIN: estudo de caso 1	95
Figura 32 – Geração hidráulica do SIN: estudo de caso 1	96
Figura 33 – Geração térmica do SIN: estudo de caso 1	96
Figura 34 – Comparação entre os custos mensais de operação: estudo de caso 2	100

Figura 35 – Valores esperados de energia armazenada do SIN: estudo de caso 2 . . .	100
Figura 36 – Energia armazenada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2	101
Figura 37 – Energia armazenada do subsistema Sul: estudo de caso 2	101
Figura 38 – Energia armazenada do subsistema Nordeste: estudo de caso 2	102
Figura 39 – Energia armazenada do subsistema Norte: estudo de caso 2	102
Figura 40 – Geração hidráulica do SIN: estudo de caso 2	103
Figura 41 – Geração hidráulica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2	104
Figura 42 – Geração hidráulica do subsistema Sul: estudo de caso 2	104
Figura 43 – Geração hidráulica do subsistema Nordeste: estudo de caso 2	105
Figura 44 – Geração hidráulica do subsistema Norte: estudo de caso 2	105
Figura 45 – Energia vertida do SIN: estudo de caso 2	106
Figura 46 – Energia vertida do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2	106
Figura 47 – Energia vertida do subsistema Sul: estudo de caso 2	107
Figura 48 – Energia vertida do subsistema Nordeste: estudo de caso 2	107
Figura 49 – Energia vertida do subsistema Norte: estudo de caso 2	108
Figura 50 – Geração térmica do SIN: estudo de caso 2	108
Figura 51 – Geração térmica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2	109
Figura 52 – Geração térmica do subsistema Sul: estudo de caso 2	110
Figura 53 – Geração térmica do subsistema Nordeste: estudo de caso 2	110
Figura 54 – Geração térmica do subsistema Norte: estudo de caso 2	111
Figura 55 – Custo marginal de operação do SIN: estudo de caso 2	111
Figura 56 – Custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: es- tudo de caso 2	112
Figura 57 – Custo marginal de operação do subsistema Sul: estudo de caso 2	112
Figura 58 – Custo marginal de operação do subsistema Nordeste: estudo de caso 2	113
Figura 59 – Custo marginal de operação do subsistema Norte: estudo de caso 2 . .	113
Figura 60 – Montantes de geração: PDE-INT	114
Figura 61 – Montantes de geração: PDDE	115
Figura 62 – Montantes de geração: PDE- <i>ConvexHull</i>	116
Figura 63 – Comparação entre os custos mensais de operação: estudo de caso 3 . .	118
Figura 64 – Valores esperados de energia armazenada do SIN: estudo de caso 3 . .	118
Figura 65 – Geração hidráulica do SIN: estudo de caso 3	119
Figura 66 – Geração térmica do SIN: estudo de caso 3	119
Figura 67 – Déficit do SIN: estudo de caso 3	120
Figura 68 – Custo marginal de operação do SIN: estudo de caso 3	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Projeção do consumo de energia elétrica no Brasil por classe de consumo	15
Tabela 2 – Projeção do consumo de energia elétrica no Brasil por subsistema . . .	15
Tabela 3 – Equivalência entre variáveis hidráulicas e energéticas	27
Tabela 4 – REE's e Subsistemas/Submercados	29
Tabela 5 – Parâmetros do sistema equivalente simplificado	52
Tabela 6 – Características operativas das usinas termelétricas	52
Tabela 7 – Cenários de afluições considerados no exemplo	52
Tabela 8 – Discretização da energia armazenada do sistema	53
Tabela 9 – Resultado do cálculo da PDE para o estágio 3	55
Tabela 10 – Resultado do cálculo da PDE para o estágio 2	56
Tabela 11 – Resultado do cálculo da PDE para o estágio 1	57
Tabela 12 – Comparação entre o número de PPL's a serem resolvidos	71
Tabela 13 – Parâmetros dos subsistemas equivalentes utilizado no exemplo didático.	76
Tabela 14 – Parâmetros das gerações termelétricas por subsistemas consideradas no exemplo didático.	76
Tabela 15 – Valores de afluições considerados	76
Tabela 16 – Combinações possíveis para as variáveis de estado discretizadas	77
Tabela 17 – Custos obtidos para o subsistema 1 e estágio 3	78
Tabela 18 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 1 e estágio 3	79
Tabela 19 – Custos obtidos para o subsistema 1 e estágio 2	81
Tabela 20 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 1 e estágio 2	81
Tabela 21 – Custos obtidos para o subsistema 1 e estágio 1	83
Tabela 22 – Custos obtidos para o subsistema 2 e estágio 3	83
Tabela 23 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 2 e estágio 3	84
Tabela 24 – Custos obtidos para o subsistema 2 e estágio 2	84
Tabela 25 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 2 e estágio 2	84
Tabela 26 – Resultados para o despacho do estágio 1: 3 discretizações	86
Tabela 27 – Resultados para o despacho do estágio 2: 3 discretizações	88
Tabela 28 – Resultados para o despacho do estágio 3: 3 discretizações	89
Tabela 29 – Comparação dos resultados utilizando a PDE-INT e a PDD: 3 discreti- zações	90
Tabela 30 – Resultados para o despacho do estágio 1: 5 discretizações	90
Tabela 31 – Resultados para o despacho do estágio 2: 5 discretizações	90
Tabela 32 – Resultados para o despacho do estágio 3: 5 discretizações	91
Tabela 33 – Comparação dos resultados utilizando a PDE-INT e a PDD: 5 discreti- zações	91
Tabela 34 – Comparação dos resultados para diferentes níveis de discretização: estudo de caso 1	93

Tabela 35 – Comparação entre os tempos computacionais: estudo de caso 1	93
Tabela 36 – Montantes de Geração - período de junho/18 a fevereiro/19: estudo de caso 1	97
Tabela 37 – Comparação com a PDDD: estudo de caso 1	97
Tabela 38 – Comparação do custo médio de simulação com a PDE- <i>ConvexHull</i> : estudo de caso 2	98
Tabela 39 – Tempos de processamento x número de discretizações: estudo de caso 2	99
Tabela 40 – Comparação dos resultados utilizando as três metodologias: estudo de caso 2	99
Tabela 41 – Geração hidráulica - período de janeiro/16 a dezembro/16: estudo de caso 2	103
Tabela 42 – Geração térmica - período de janeiro/16 a dezembro/16: estudo de caso 2	109
Tabela 43 – Comparação dos resultados utilizando as três metodologias: estudo de caso 3	117

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVaR	Valor Condicionado a um Dado Risco
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MDDH	Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico
MLP	<i>Multi-Layer Perceptron</i>
NC	Número de Cenários de Afluências
ND	Número de Discretizações
NE	Número de Estágios
NPPL	Número de Problemas de Programação Linear
NR	Número de Reservatórios
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR(p)	Modelo Periódico Autorregressivo de ordem p
PD	Programação Dinâmica
PDAS	Programação Dinâmica por Aproximações Sucessivas
PDD	Programação Dinâmica Determinística

PDDD	Programação Dinâmica Dual Determinística
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDEA	Programação Dinâmica Estocástica Amostral
PDE-INT	Programação Dinâmica Estocástica com discretização do Intercâmbio
PDI	Programação Dinâmica Incremental
PMO	Programa Mensal de Operação
PPL	Problema de Programação Linear
REE	Reservatório Equivalente de Energia
RNA	Rede Neural Artificial
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSD	Sistema de Suporte à Decisão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	15
1.2	HISTÓRICO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SEB	20
1.3	METODOLOGIA UTILIZADA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	23
1.3.1	MODELOS OFICIAIS ADOTADOS	23
1.3.2	SUBSISTEMA/SUBMERCADO E RESERVATÓRIOS EQUIVALEN- TES DE ENERGIA	26
1.4	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	29
1.5	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA	30
1.6	ORGANIZAÇÃO DA TESE	30
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	31
2.2	METODOLOGIAS	31
2.2.1	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA	31
2.2.2	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO DETERMINÍSTICOS	35
2.2.3	INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL	37
2.2.4	SISTEMAS DE SUPORTE À DECISÃO	40
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	41
3	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA NO PLANE- JAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMIC- COS	43
3.1	INTRODUÇÃO	43
3.2	MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO	43
3.3	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA	49
3.3.1	EXEMPLO DIDÁTICO - PDE	51
3.3.2	CONCLUSÕES	59
3.4	PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA E ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS (PDE- <i>CONVEX HULL</i>)	60
3.4.1	ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS	60
3.4.2	INTERAÇÃO PDE E ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS	62
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
4	METODOLOGIA PROPOSTA: PDE-INT	66

4.1	INTRODUÇÃO	66
4.2	CÁLCULO DA POLÍTICA OPERATIVA (DETERMINAÇÃO DAS FCF'S - RECURSÃO <i>BACKWARD</i>)	67
4.3	SIMULAÇÃO FINAL (RECURSÃO <i>FORWARD</i>)	72
4.4	EXEMPLO DIDÁTICO	75
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	91
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	92
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	92
5.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS	93
5.2.1	ESTUDO DE CASO 1: UTILIZANDO UM CENÁRIO DE AFLUÊNCIAS	93
5.2.2	ESTUDO DE CASO 2: COMPARAÇÃO COM A PDE- <i>CONVEXHULL</i> E PDDE - CASO BASE	98
5.2.3	ESTUDO DE CASO 3: COMPARAÇÃO COM A PDE- <i>CONVEXHULL</i> E PDDE - AUMENTANDO A DEMANDA	117
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	120
6	CONCLUSÕES	122
6.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS E PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES . . .	122
6.2	TRABALHOS FUTUROS	123
	REFERÊNCIAS	124

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Ao longo das últimas décadas houve um aumento acentuado no consumo de energia elétrica no Brasil. A energia elétrica é um insumo fundamental para qualquer país, devido à sua necessidade para o atendimento ao bem estar humano e ao desenvolvimento industrial e econômico.

No caso brasileiro, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, documento este elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), relativo à projeção da demanda de energia elétrica para o período de 10 anos (2014-2024), as previsões de crescimento médio anual serão em torno de 3,9% [1].

As Tabelas 1 e 2, retiradas de [1], apresentam a projeção do consumo de energia elétrica na rede, desagregado por classe de consumo e a projeção do consumo de energia elétrica na rede por subsistema.

Tabela 1 – Projeção do consumo de energia elétrica no Brasil por classe de consumo

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
GWh					
2015	135.346	170.173	92.275	73.125	470.918
2019	156.267	187.571	109.183	84.372	537.393
2024	197.193	239.587	147.806	107.551	692.137
Variação (% ao ano)					
2014-2019	3,4	1,0	4,0	2,8	2,6
2019-2024	4,8	5,0	6,2	5,0	5,2
2014-2024	4,1	3,0	5,1	3,9	3,9

Fonte: [1]

Tabela 2 – Projeção do consumo de energia elétrica no Brasil por subsistema

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
GWh							
2015	34.177	72.617	276.678	85.070	468.542	2.377	470.918
2019	41.625	84.839	312.820	95.992	535.276	2.117	537.393
2024	58.598	110.954	399.410	119.706	688.668	3.468	692.137
Variação (% ao ano)							
2014-2019	4,3	3,4	2,3	2,5	2,7	-10,9	2,6
2019-2024	7,1	5,5	5,0	4,5	5,2	10,4	5,2
2014-2024	5,7	4,4	3,6	3,5	3,9	-0,8	3,9

Fonte: [1]

Este crescimento acentuado da demanda de energia, somado à falta de investimento no setor elétrico, agravado pelos constantes atrasos na construção de novas unidades de

geração e transmissão tem diminuído a confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Além destes fatores, o planejamento da expansão de geração de energia elétrica no Brasil tem sido feito com base na construção de usinas hidrelétricas a fio d'água, o que diminui a capacidade de regularização do sistema e ocasiona vulnerabilidade hidrológica.

Este problema ficou evidente nos anos de 2001 e 2002, onde devido a um período de seca prolongado, o Brasil passou por um racionamento de energia sem precedentes em sua história. Este acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando.

Em 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases para uma reestruturação do SEB, criando um novo modelo para o setor elétrico. Novas entidades institucionais foram criadas visando assegurar a regularidade e a segurança do abastecimento e da expansão do setor, através de mecanismos de avaliação permanente do suprimento de energia elétrica e de ações preventivas que possibilitem a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

Este novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a EPE; uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Outras mudanças importantes dizem respeito à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebrar contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, empresas comercializadoras, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

Esta reestruturação do SEB tinha como objetivos principais: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social no SEB, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Mesmo com estas medidas, nos anos subsequentes houve vários problemas relacionados à confiabilidade na operação do SEB, e conseqüentemente algumas regiões brasileiras tiveram interrupções no fornecimento de energia elétrica. Estes blecautes tiveram causas diversas, como por exemplo: falhas operacionais, falhas de dispositivos, causas externas (descargas elétricas), restrições na transferência de energia entre regiões e ainda aumento da demanda.

No ano de 2014, o problema veio à tona novamente, o risco de um novo racionamento ficou evidente, mostrando que ainda tem-se a grande necessidade de intensificar os estudos e pesquisas na área de planejamento, principalmente no tocante às incertezas das afluições

futuras.

Portanto, torna-se necessário que as atividades de planejamento e produção de energia elétrica sejam executadas com a utilização de técnicas avançadas e adequadas à nossa nova realidade.

O planejamento da geração de energia elétrica no Brasil pode ser dividido em duas grandes etapas: o planejamento da expansão e o planejamento da operação, com distintos enfoques e objetivos.

O planejamento da expansão do sistema elétrico tem como meta o atendimento da demanda máxima a longo prazo, com padrões de qualidade e confiabilidade pré-estabelecidos [2].

Nos estudos de planejamento da expansão são considerados horizontes mais longos. Conforme [2], no caso do SEB, estes estudos compreendem um horizonte de 10 a 30 anos. O objetivo fundamental é identificar os reforços para o sistema elétrico.

O planejamento da operação do sistema elétrico, que é o foco deste trabalho, tem como meta o atendimento da demanda máxima, desde o período de despacho, até o período de estudo de médio prazo que, no caso brasileiro, é de 5 anos. O planejamento da operação será abordado com mais detalhes no transcorrer deste trabalho.

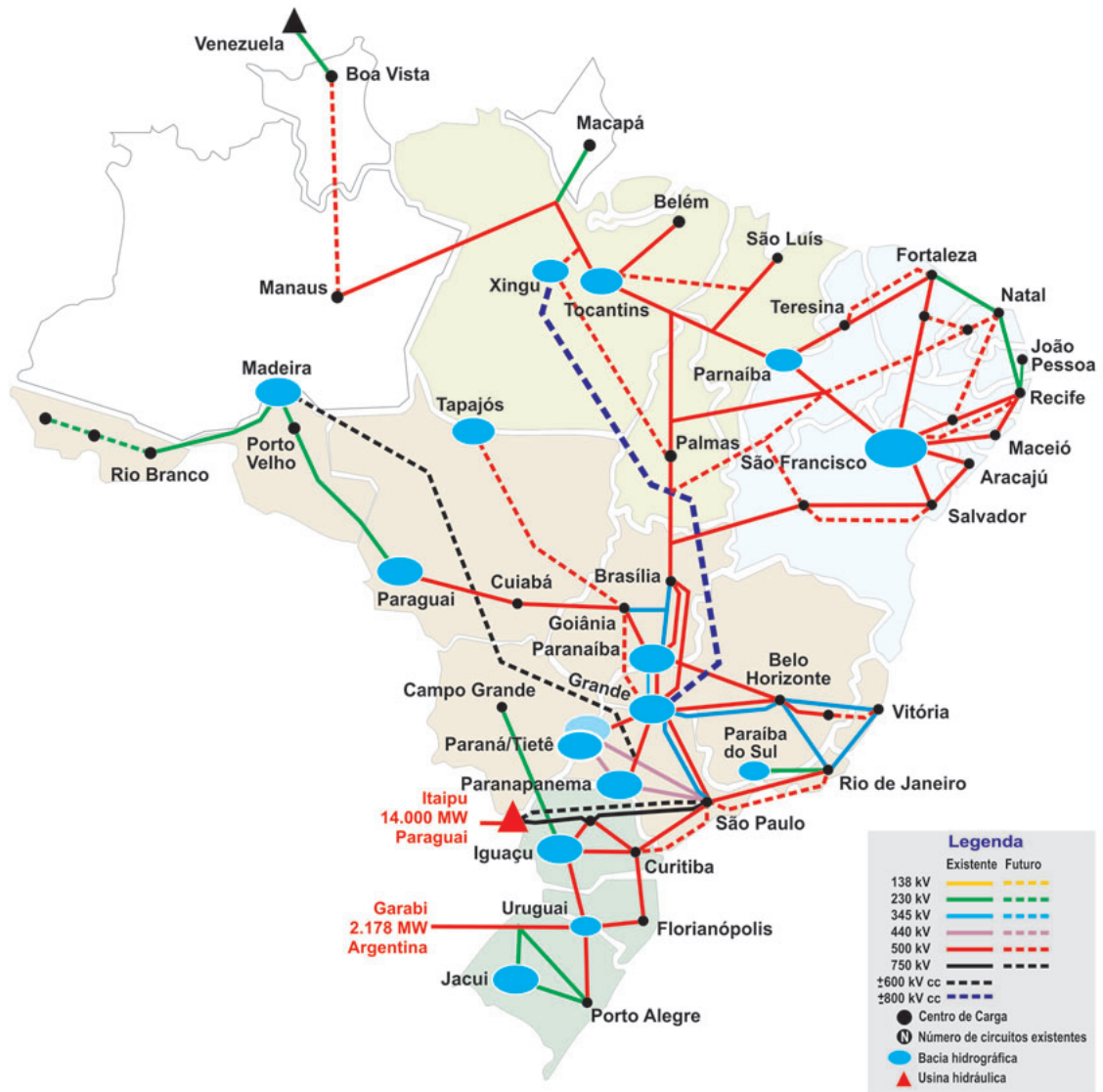
Atualmente, o sistema brasileiro está quase totalmente interligado, sendo que apenas 1,7 % da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do Sistema Interligado Nacional (SIN), em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [3].

O SIN é composto por quatro subsistemas (também chamados de submercados): Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e parte da região Norte. Como as usinas hidrelétricas são construídas em áreas onde melhor se podem aproveitar as aflúências e os desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros de carga, tornou-se necessária a construção de um extenso sistema de transmissão.

A Figura 1 apresenta uma ilustração do SIN com representação da integração das principais bacias e da rede de transmissão que compõe a Rede Básica.

A operação do SIN é feita de forma coordenada visando à minimização dos custos globais de produção de energia elétrica. Com isso, têm-se a possibilidade da troca de energia entre regiões, permitindo obter vantagens relacionadas à diversidade do comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrográficas do sistema. Adicionalmente, em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as térmicas utilizadas contribuem para o atendimento de toda carga própria e, não apenas para os consumidores da região em que está localizada.

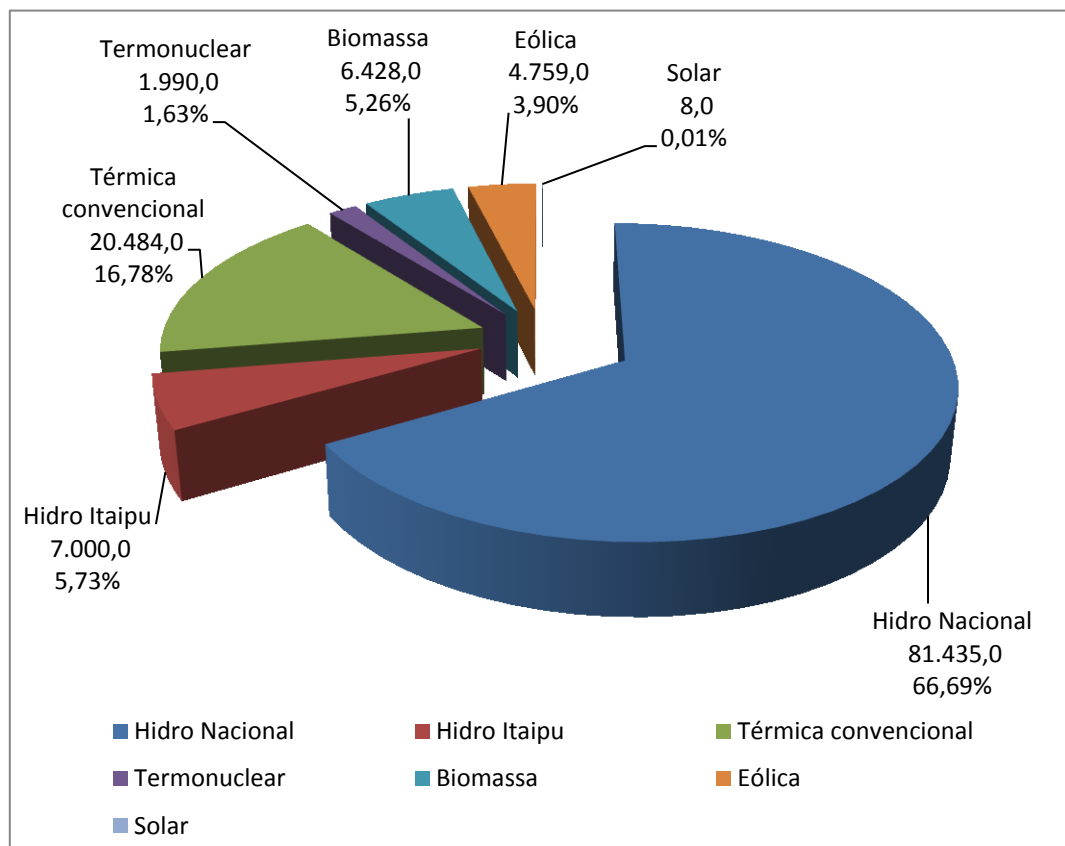
Figura 1 – Representação do SIN - Ano 2015



Fonte: [3]

O SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de geração hidráulica, sendo que as outras fontes de energia são utilizadas como complemento energético, agregando confiabilidade ao sistema. A Figura 2 mostra a estrutura da capacidade instalada no SIN.

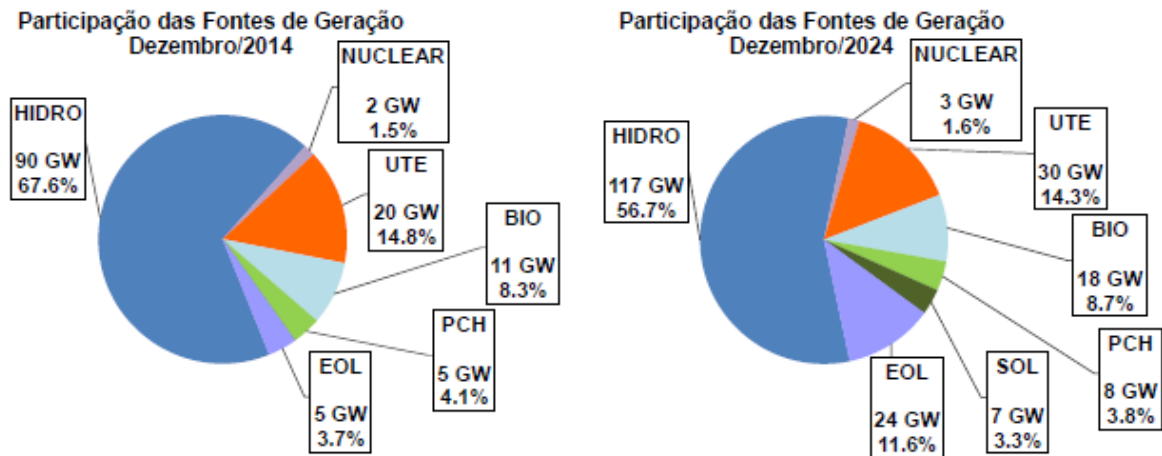
Figura 2 – Estrutura da capacidade instalada no SIN em 31-12-2014



Fonte: [3] (Adaptado pelo autor)

No caso do sistema brasileiro, ressalta-se que o planejamento da expansão da geração tem priorizado a participação de fontes renováveis para atender o crescimento do consumo de energia elétrica. O aumento da contribuição de fontes limpas na matriz energética brasileira confere segurança ao sistema, complementariedade na operação, economicidade e atendimento à legislação ambiental. A Figura 3, retirada de [1], ilustra a evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração, tomando como referência os meses de dezembro de 2014 e 2024. No horizonte decenal, pode-se observar uma grande tendência no aumento de fontes renováveis na composição da matriz energética brasileira, principalmente de geração eólica.

Figura 3 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração



Fonte: [1]

O SIN apresenta algumas características marcantes, que o diferencia de outros sistemas hidráulicos no mundo, tais como, aflúências com acentuada sazonalidade, alto grau de incerteza e forte acoplamento hidráulico entre suas unidades geradoras, resultantes da presença de usinas hidráulicas em cascata, isto faz com que a operação de uma usina, à montante interfira na operação das usinas à jusante [4].

Definido o problema, apresenta-se na próxima seção um breve histórico do planejamento energético da operação do SEB.

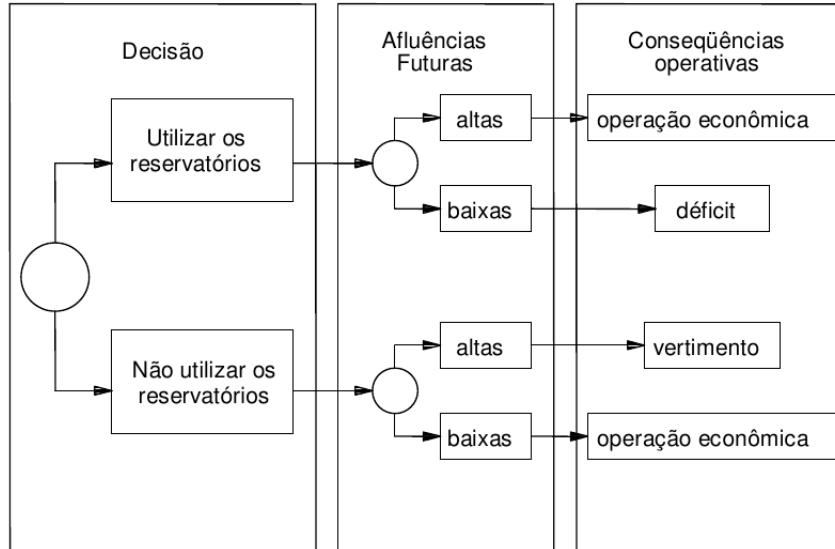
1.2 HISTÓRICO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SEB

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem como principal objetivo a determinação de metas de geração para cada usina, em cada período, que minimize o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento considerado. Fazem parte dos custos operativos, os custos dos combustíveis utilizados nas usinas térmicas, os custos relacionados à compra de energia de sistemas vizinhos e o custo de déficit, que é uma penalização por não atendimento a demanda [2].

Como o insumo utilizado na geração hidráulica é proveniente das aflúências, a geração hidráulica é a mais barata e deve ser maximizada. Observa-se, no entanto, que a quantidade disponível futura de água nas usinas hidráulicas não é precisamente conhecida, devido ao comportamento estocástico das aflúências. Isto faz com que o gerenciamento dos recursos hídricos seja determinante no custo de operação do sistema em períodos posteriores, pois embora pareça que a estratégia ótima seja utilizar o mínimo possível de geração térmica em um curto prazo, a estocagem da água pode vir a ser importante, visto que a água disponível no futuro dependerá dos regimes da chuva, o que pode implicar em

uma operação insegura e mais onerosa. Este dilema na operação de sistemas hidrotérmicos pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 – Processo de decisão em um sistema hidrotérmico



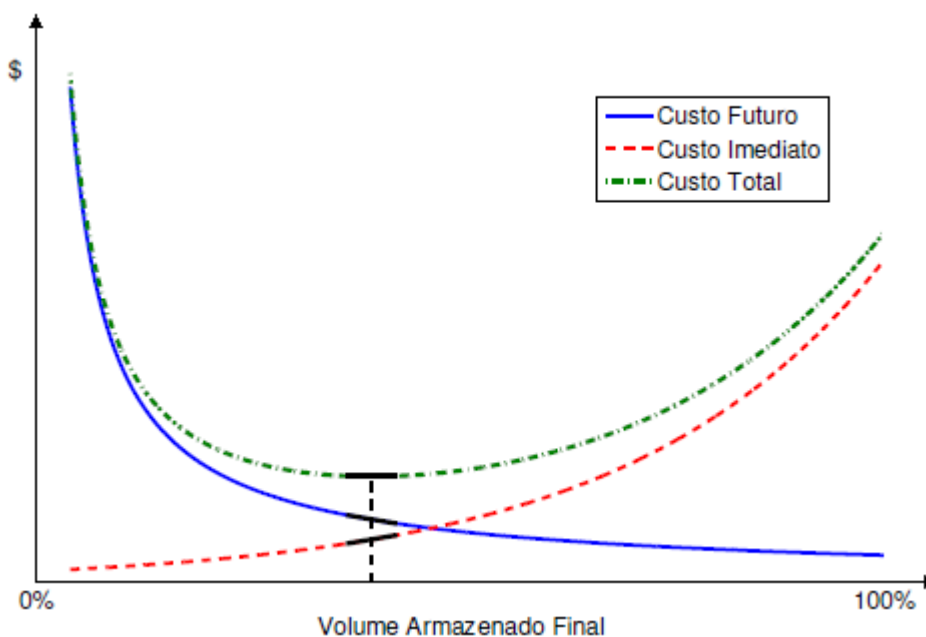
Fonte: [5]

Para aumentar a confiabilidade dos sistemas hidrotérmicos, é de suma importância que os mesmos sejam compostos por reservatórios de água com o objetivo de possibilitar a estocagem de água para suprir os possíveis períodos de seca. Neste contexto, o maior desafio do planejamento de médio prazo está em determinar uma operação que leva em conta o custo de operação de uma dada decisão operativa, somada ao custo esperado advindo da decisão tomada em períodos futuros [2], [5] e [6].

Portanto, em sistemas hidrotérmicos, a minimização do custo de operação é alcançada administrando o estoque de água nos reservatórios ao longo do tempo. Tal decisão tem um custo imediato, que está relacionado à utilização de geração térmica no presente, e um custo futuro, que está associado à expectativa de utilização do despacho térmico no futuro. Na Figura 5 podem ser observados as curvas que representam os custos imediato, futuro e total, em função do nível de armazenamento final de um determinado estágio.

O planejamento da operação do SIN é, portanto, um problema de otimização complexo, pois é de grande porte, dinâmico e sujeito a grandes incertezas. Por isto, tem-se a dificuldade de se dispor de um único modelo para tratamento do problema de planejamento da operação. As metodologias mais utilizadas na solução deste problema consistem na divisão do problema em diversas etapas, representando diferentes horizontes de planejamento, cada qual com determinado nível de simplificação [2], [5].

Figura 5 – Função de custo imediato, custo futuro e custo total



Fonte: [5]

A operação do sistema eletroenergético brasileiro passou a ser realizado de forma coordenada a partir da década de 70. Desde então, houve o desenvolvimento e estudos de metodologias na tentativa de garantir uma operação econômica e segura do sistema.

A partir de 1974 surgiram as primeiras estratégias de operação energética para o SEB. O primeiro método utilizado era baseado num modelo determinístico com base no uso de curva-guia, que estabelecia as reservas energéticas mínimas que deveriam ser mantidas nos reservatórios do sistema, baseando-se na pior série de todo o histórico de vazões, de maneira que a demanda de energia do sistema fosse atendida sem ocorrência de déficits com a mínima complementação de geração termelétrica.

A partir de 1977 essa política operativa foi substituída por um modelo de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), que foi desenvolvido pela Eletrobrás em conjunto com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e baseado em uma representação do parque hidrelétrico a sistema equivalente de energia [7]. Contudo, este modelo não considerava o intercâmbio entre as regiões ou subsistemas, uma vez que os mesmos eram considerados de forma independente.

Entretanto, com a interligação cada vez mais intensa do sistema brasileiro através da ampliação do sistema de transmissão, houve uma explosão no número de combinações possíveis de estados operativos, e isto fez com que a metodologia utilizada até aquele momento torna-se inviável do ponto de vista computacional.

Em meados da década de 80, surgiu outra estratégia para resolver o problema da dimensionalidade. Esta estratégia se baseou na utilização da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [8], [9]. A PDDE utiliza a técnica de Decomposição de Benders [10] e trata o problema de forma analítica, não é necessário discretizar o espaço de estados do sistema, evitando assim o problema da dimensionalidade.

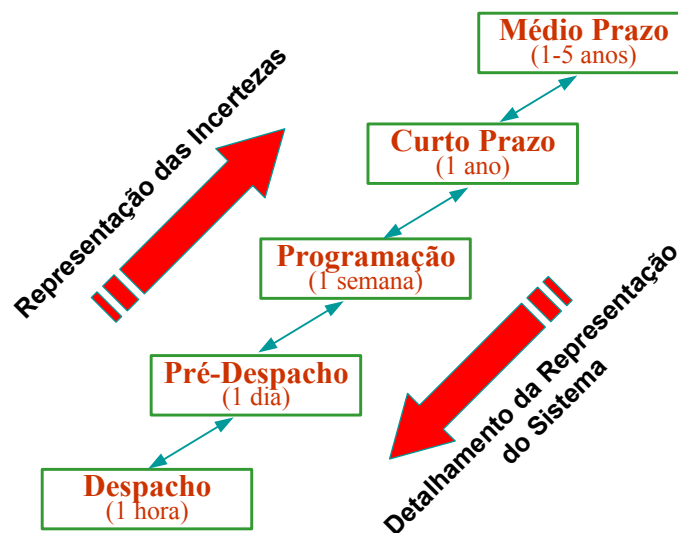
A PDDE está, atualmente, implementada nos modelos DECOMP [11] e NEWAVE [12], desenvolvidos pelo CEPEL, os quais são os modelos oficiais do SIN para o planejamento da operação de curto e médio prazo respectivamente.

1.3 METODOLOGIA UTILIZADA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

1.3.1 MODELOS OFICIAIS ADOTADOS

Conforme citado anteriormente, a solução do problema de planejamento energético da operação do sistema brasileiro é obtida por meio de uma cadeia de modelos acoplados, considerando os diferentes horizontes de planejamento. Nesta cadeia de modelos, à medida que o horizonte de planejamento diminui a representação e o detalhamento das características do sistema aumenta e a representação das incertezas diminui, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Horizontes de estudo



Fonte: [12]

Conforme [6], as etapas podem ser descritas da seguinte forma:

1. Planejamento da operação de médio ou longo prazo: nesta fase o horizonte de estudo é de cinco anos discretizado em etapas mensais. Faz-se uma representação detalhada do processo estocástico de vazões afluentes aos reservatórios e as usinas hidrelétricas que compõem cada sistema são representadas de forma agregada (sistemas equivalentes). Além disso, os sistemas podem trocar energia entre si até um limite máximo de intercâmbio. Desta etapa resulta uma função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis de armazenamento e afluência aos meses passados, chamada de Função de Custo Futuro (FCF).
2. Planejamento da operação de curto prazo: o horizonte, neste caso, é de alguns meses até um ano, e a incerteza relacionada às afluências é representada através de uma árvore de vazões. Nesta etapa, as usinas são representadas de forma individualizada. O objetivo é, a partir da FCF gerada pelo modelo de médio prazo em um estágio que coincida com o final do horizonte do modelo de curto prazo, gerar uma função que retrate o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento dos reservatórios.
3. Programação diária da operação: nesta etapa, o horizonte é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias ou de meia em meia hora. Não é representada a incerteza das vazões. Em contrapartida, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições relativas às máquinas e turbinas, tais como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas, dentre outras. A rede de transmissão é representada com precisão. A FCF gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com o último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir a meta de geração de cada unidade geradora.

Essas atividades de planejamento e programação da operação são conduzidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e são suportadas por modelos matemáticos computacionais, validados e homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [13]. Esta cadeia de modelos computacionais é desenvolvida pelo CEPEL, conforme ilustrado na Figura 7.

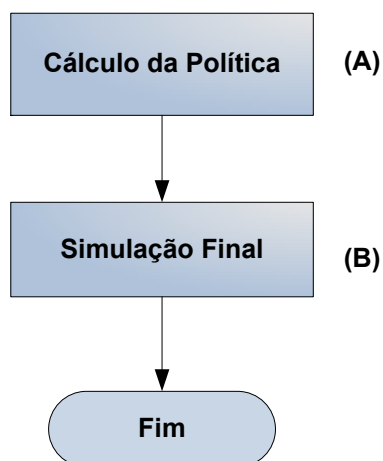
Figura 7 – Modelagem no planejamento da operação



Fonte: [3] (Adaptado pelo autor)

A Figura 8 apresenta os dois principais passos dos modelos de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos utilizado no SEB. Salienta-se, que esta abordagem é utilizada nos modelos oficiais geridos pelo ONS e será utilizada no presente trabalho.

Figura 8 – Fluxograma de otimização



Fonte: Elaborada pelo autor

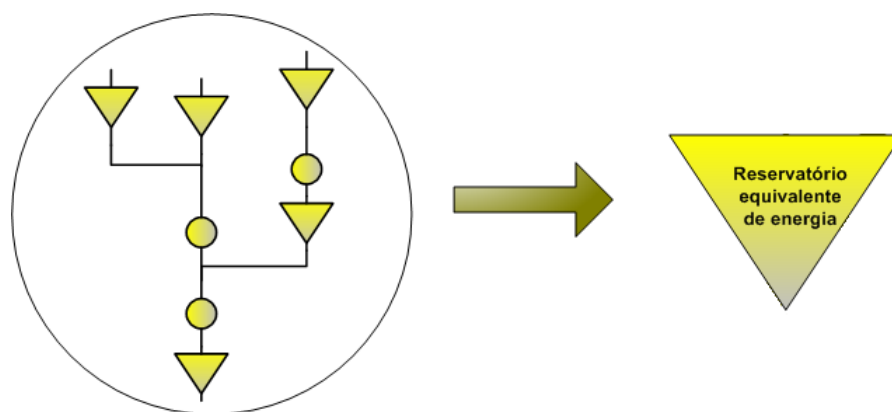
A etapa A da Figura 8, denominada cálculo da política operativa, é responsável pela construção das FCF para cada estágio, as quais relacionam as variáveis de estado do problema com o custo esperado de operação do estágio em questão até o final do horizonte de estudo.

A etapa B da Figura 8 é denominada simulação final, e é responsável pela simulação da operação do sistema, levando-se em conta as condições iniciais de operação, as FCF's geradas no cálculo da política e as diversas séries de afluências, que podem ser séries históricas ou sintéticas.

1.3.2 SUBSISTEMA/SUBMERCADO E RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES DE ENERGIA

O presente trabalho foca na resolução do problema de planejamento da operação de médio prazo, portanto, o processo estocástico das afluências é representado de forma detalhada e as usinas hidrelétricas que compõem o sistema são representadas de forma agregada, através de Reservatórios Equivalentes de Energia (REE's). Neste caso, as variáveis hidráulicas são transformadas em variáveis energéticas. A Figura 9 representa o procedimento de agregação dos reservatórios, onde um conjunto de usinas é representado por um único reservatório equivalente de energia.

Figura 9 – Reservatório equivalente de energia



Fonte: [14] (Adaptado pelo autor)

Desta forma, ao invés de considerar a água armazenada em cada reservatório considera-se a energia armazenada no subsistema (ou reservatório equivalente); a vazão de água turbinada nas usinas é refletida na geração hidráulica do subsistema e assim por diante. Detalhes do equacionamento de reservatórios equivalentes de energia podem ser encontrado nas referências [6], [7], [15], [16] e [17].

A Tabela 3 apresenta a equivalência entre os parâmetros hidráulicos de uma usina individualizada com seu parâmetro energético correspondente em uma representação a sistemas equivalentes.

Tabela 3 – Equivalência entre variáveis hidráulicas e energéticas

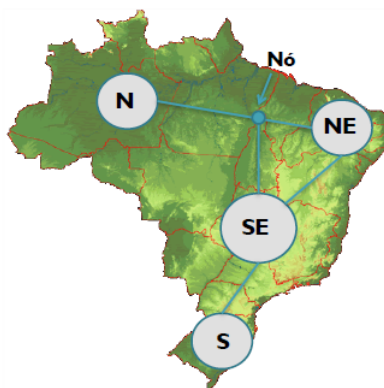
Usinas Individualizadas	Sistemas Equivalentes de Energia
Volume Armazenado Máximo (hm^3)	Energia Armazenada Máxima ($MWmês$)
Vazão das Usinas de Reservatório (m^3/s)	Energia Controlável ($MWmédio$)
Vazão das Usinas Fio d'Água (m^3/s)	Energia Fio d'Água ($MWmédio$)
Volume Evaporado do Reservatório (hm^3)	Energia Evaporada ($MWmês$)
Turbinamento Máximo (m^3/s)	Geração Hidráulica Máxima ($MWmédio$)
Vazão Defluente Mínima (m^3/s)	Energia de Vazão Mínima ($MWmédio$)
Volume Armazenado (hm^3)	Energia Armazenada ($MWmês$)
Volume de Enchimento de Volume Morto (hm^3)	Energia de Enchimento de Volume Morto ($MWmês$)
Vazão Vertida (m^3/s)	Energia Vertida ($MWmédio$)
Vazão Natural (m^3/s)	Energia Natural Afluente ($MWmédio$)

Fonte: [18]

Como mencionado anteriormente, o SIN é composto por quatro subsistemas (ou submercados): Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

No caso do SIN, durante as últimas décadas, os REE's coincidiam com a topologia vigente para os respectivos subsistemas/submercados. Esta configuração pode ser observada na Figura 10.

Figura 10 – Topologia do SIN



Fonte: [19]

Tabela 4 – REE's e Subsistemas/Submercados

REE	Subsistema/submercado
SE (Sudeste)	SE
MD (Madeira)	SE
TP (Teles Pires)	SE
IT (Itaipu)	SE
PR (Paraná)	SE
S (Sul)	S
NE (Nordeste)	NE
N (Norte)	N
BM (Belo Monte)	N

Fonte: Elaborada pelo autor

1.4 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Conforme [14] e [21], a PDE pode fornecer resultados interessantes quando comparados com outras técnicas de solução, pois evita, por exemplo, o problema de convergência da solução iterativa requerida na PDDE, principalmente quando utiliza-se múltiplos objetivos na otimização do problema. Contudo, devido a explosão no número de combinações possíveis de estados operativos, o que ocasiona um grande esforço computacional, a PDE foi historicamente descartada na resolução do problema de planejamento eletroenergético. Adicionalmente, vale ressaltar, que quando a PDE deixou de ser utilizada nos problemas de planejamento, os recursos computacionais da época eram bem escassos se comparados com os recursos atuais. Portanto, o objetivo deste trabalho é viabilizar a utilização da PDE para resolução dos problemas de planejamento de médio prazo de sistemas hidrotérmicos de grande porte, através de uma metodologia alternativa que busca reduzir o problema da dimensionalidade e, conseqüentemente reduzir o tempo computacional.

Para tanto, pode-se mencionar alguns aspectos importantes considerados neste trabalho:

- A utilização da técnica de sistemas equivalentes de energia;
- A utilização do algoritmo de fechos convexos para obtenção das funções de custo futuro;
- Para cálculo da política energética os subsistemas são considerados isolados;

- As variáveis que compõem o espaço de estados para determinação das funções de custo futuro, são a energia armazenada inicial e o intercâmbio líquido do subsistema.

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA

Publicações em periódicos:

- “Hydrothermal Systems Operation Planning Using a Discretization of Energy Interchange Between Subsystems”, *Electric Power Systems Research*, v.132, p.67-77, 2016.

Publicações em eventos:

- “Stochastic Dynamic Programming with Discretization of Energy Interchange Between Hydrothermal Systems in the Operation Planning Problem”, *18th Power Systems Computation Conference - PSCC*, Wroclaw, Poland, August, 2014.

1.6 ORGANIZAÇÃO DA TESE

Além do presente capítulo, o capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura, onde são apresentadas as principais técnicas de otimização utilizadas na resolução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. O conteúdo deste capítulo consiste em uma base de fundamental importância na avaliação do estado da arte.

O capítulo 3 abordará a PDE para cálculo da política de operação hidrotérmica. Será abordada também, a técnica de PDE com a utilização do algoritmo *Convex Hull* para a obtenção das funções de custo futuro para sistemas equivalentes de energia. Um exemplo didático é apresentado como forma de ilustrar o mecanismo de funcionamento da PDE.

O capítulo 4 constitui a principal contribuição deste trabalho. Nele será apresentada a metodologia proposta, suas premissas e seu mecanismo de funcionamento.

No capítulo 5 são apresentadas as simulações realizadas com os estudos de casos baseados no SIN.

Finalizando, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões, discussões e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Na literatura técnica são apresentadas diversas metodologias que visam auxiliar no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Considerando a grande variedade de trabalhos existentes, o principal objetivo desse capítulo é apresentar uma revisão das principais publicações técnicas na resolução deste tipo de problema. Vale ressaltar que neste trabalho maior ênfase será dada as técnicas que utilizam a programação dinâmica.

2.2 METODOLOGIAS

2.2.1 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

Dentre as técnicas de otimização utilizadas no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos destacam-se as técnicas de Programação Dinâmica (PD). A PD é um processo sequencial de tomada de decisões que segue o “princípio da otimalidade de Bellman” [22]. A decisão de manter um reservatório em determinado nível poderá ter sido acertada dependendo da estratégia de operação e da sequência de afluições que chegará ao reservatório nos períodos subsequentes. Desta forma, a determinação do planejamento da operação energética fica caracterizada por tomadas de decisões sequenciais em que a otimalidade de uma decisão atual depende de um conjunto de acontecimentos futuros. Devido a essas características apontadas no planejamento, a PD apresenta grande aplicação na resolução deste tipo de problema, pois é apropriada para o tratamento de problemas multiestágios.

As técnicas baseadas em PD têm sido propostas ao longo dos últimos anos. Na literatura técnica podemos encontrar diversos trabalhos relacionados à aplicação da PD no gerenciamento ótimo de reservatórios.

Em [23] é apresentada diversas técnicas até então empregadas para otimização da operação de reservatórios, incluindo as técnicas de PD.

Labadie [24] apresentou uma revisão atual do trabalho [23], mostrando as principais técnicas utilizadas, e os avanços encontrados até aquele momento. Pela sua abrangência e relevância, nos próximos parágrafos serão descritas as principais técnicas de PD abordadas pelo trabalho de [24].

Em [25] e [26] é apresentada a Programação Dinâmica por Aproximações Sucessivas (PDAS). A PDAS decompõe o problema multidimensional em uma sequência de problemas unidimensionais, otimizando cada reservatório individualmente mantendo-se os demais reservatórios com uma política de operação pré-fixada. As correções são realizadas substituindo o reservatório em análise por outro que havia sido deixado com a operação

pré-fixada. Este método é repetido até que um determinado critério de parada seja satisfeito. Embora a convergência para um ótimo global é garantida para problemas convexos, o mesmo não se pode garantir para problemas não convexos, inclusive nem mesmo a convergência para um ótimo local. [27] aplicou um método semelhante ao trabalho [26] para o sistema multi reservatório da Companhia Energética de São Paulo, Brasil, e obteve resultados importantes quando comparados com os resultados reais encontrados para este subsistema.

Ainda em [25] tem-se pela primeira vez a Programação Dinâmica Incremental (PDI), e em [28] temos a Programação Dinâmica Diferencial Discreta (PDD Discreta). Estas técnicas são semelhantes e resolvem de certa forma o problema da dimensionalidade, pois restringem o espaço de estados para um caminho em torno de uma determinada solução inicial. A partir deste ponto, utiliza-se um processo iterativo, baseado na PD tradicional, para encontrar uma solução aprimorada. Este processo é repetido até que não haja nenhuma melhoria no valor da função objetivo, este é o critério de parada. A grande desvantagem destes métodos, é que os intervalos de discretizações devem ser cuidadosamente selecionados para oferecer soluções precisas com um tempo computacional aceitável.

Em [29] foi desenvolvido a Programação Dinâmica Diferencial (PD Diferencial), com o objetivo de resolver o problema da dimensionalidade na utilização da PD. Esta metodologia não utiliza a discretização do espaço de estados e resolve o problema de forma analítica. Este método requer uma aproximação quadrática da função objetivo. Em [30] esta abordagem foi estendida para problemas multi reservatórios e com restrições mais realistas.

Com o objetivo de tratar a natureza estocástica das afluências no problema de planejamento hidrotérmico, a PDE foi introduzida na solução do problema de otimização. O trabalho [31] foi pioneiro na utilização da PDE no problema de utilização ótima de reservatórios.

Em [32], [33] e [34] temos a Programação Dinâmica Estocástica Amostral (PDEA), que é um método que trabalha os cenários de afluências que serão utilizados na PD.

Contudo, conforme mencionado anteriormente, a PDE apresenta como desvantagem a necessidade da discretização do espaço de estados, que ocasiona um aumento exponencial no esforço computacional, limitação conhecida como a maldição da dimensionalidade [22].

Diversas alternativas têm sido propostas para superar o problema da explosão combinatorial, de forma que se tenha um esforço computacional aceitável. A simplificação mais adotada consiste na agregação do sistema hidrelétrico em um sistema equivalente [7], [15] e [16], onde as variáveis hidráulicas são transformadas em variáveis energéticas. Porém, mesmo com esta simplificação, poderá ainda haver um número elevado de estados

a serem avaliados, e por isto, o problema pode permanecer computacionalmente oneroso.

Partindo deste pressuposto, e ainda tendo como objetivo a resolução do problema da maldição da dimensionalidade, vale destacar os trabalhos pioneiros de [8] e [9], nos quais é proposta a utilização da PDDE para resolução do problema de planejamento hidrotérmico. A PDDE resolve o problema da dimensionalidade, mas possui como desvantagem a necessidade da convergência da solução, através de iterações sucessivas.

Recentemente, destaca-se o trabalho de [35]. Este trabalho utiliza programação dinâmica na resolução do problema de despacho de usinas hidrelétricas e é dividido em duas partes. Na primeira parte há uma abrangente revisão bibliográfica dos principais métodos utilizados em planejamento de sistemas hidrelétricos e na segunda parte é abordada uma metodologia de resolução do problema de curto e médio prazo que utiliza uma modelagem multi-horizonte. O autor enfatiza que esta modelagem torna o problema eficiente computacionalmente e com resultados coerentes.

Tratando mais especificamente do desenvolvimento tecnológico dos modelos de planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, os próximos trabalhos, baseados em PD, merecem destaque.

Em [36] há a utilização da PDDE na resolução do problema de planejamento do SIN. Foram feitas simulações da operação energética para 200 séries sintéticas de energias afluentes, ao longo de 5 anos, partindo de janeiro de 1992. Os dados utilizados para os estudos correspondem ao sistema interligado das regiões sudeste e sul do Brasil, englobando a região centro-oeste. Os resultados comprovaram a eficiência do método em questão, sinalizando que a PDDE poderia ser usada de forma importante no planejamento de sistemas hidrotérmicos de grande porte, como o caso brasileiro.

Já em [37] propõe-se a utilização de um algoritmo baseado na PDDE, o qual representa as diversas usinas do sistema em sua forma individualizada, permitindo assim um melhor aproveitamento dos recursos do sistema. Para tanto, propõe-se um algoritmo para cálculo da política de operação hidrotérmica que faz uso de técnicas de processamento paralelo. A implementação paralela da PDDE adotada neste trabalho segue o paradigma do paralelismo de dados, em que os vários processadores executam as mesmas tarefas (cálculos dos problemas de programação linear) com dados diferentes (sequências de afluências). A viabilidade prática do algoritmo é demonstrada através de sua aplicação a uma configuração realista do sistema hidrotérmico brasileiro.

Em [38] é mostrado como ocorreu a evolução da operação energética no SEB, desde os modelos utilizados pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), até os modelos oficiais adotados atualmente pelo ONS. Conclui-se, então, que mudaram os atores, mas a concepção, o conceito e o encadeamento lógico dos modelos matemáticos da operação energética permaneceram os mesmos.

Maceira [39] apresentou toda a cadeia de modelos computacionais, para os diferentes horizontes de planejamento, utilizados no planejamento e programação da operação do SEB. Este trabalho apresenta o grau de detalhamento de cada modelo e enfatiza a importância dos mesmos no cálculo do valor da água que formará a base para determinar o preço da energia no mercado atacadista.

Em [6] é proposta a utilização de uma representação híbrida para os reservatórios hídricos. Neste modelo a representação de usinas por sistemas equivalentes de energia é substituída por parte deste mesmo sistema de forma equivalente enquanto outra parte é representada por usinas individualizadas. Este modelo possibilita diversos estudos tal como viabilidade econômica e operativa de determinado aproveitamento hidráulico, representação detalhada de sistemas com fortes restrições operativas, estudos de controle de cheias em usinas específicas, dentre outros.

Em [40] temos uma análise comparativa detalhada de diversas políticas operativas para o planejamento da operação energética baseadas em PD com o objetivo de estimar o benefício do seu uso em sistemas equivalentes. Para melhor comparar as diferentes políticas são considerados somente sistemas formados por uma única usina, evitando-se assim o efeito das simplificações e limitações dos modelos equivalentes. Além disso, são comparadas diferentes modelagens para as distribuições de probabilidades das vazões na PD. Os resultados obtidos por simulação, para as diversas políticas de programação dinâmica, apresentaram resultados semelhantes.

Dias [14] propõe o desenvolvimento de uma modelagem alternativa para as FCF's, utilizadas na PDE. A modelagem proposta é aplicada ao planejamento da operação de médio prazo de sistemas elétricos de potência e utiliza a técnica de sistemas equivalentes de energia. Através da discretização do espaço de estados, o algoritmo de fechos convexos [41] e [42] é utilizado para a obtenção das FCF's. O objetivo de utilizar o algoritmo *Convex Hull* é que o mesmo pode representar estas funções com uma aproximação eficiente, mesmo utilizando um número menor de discretizações do espaço de estados. Adicionalmente é investigada a utilização de processamento paralelo na resolução do problema, visando desta forma, viabilizar o uso da PDE. A aplicabilidade da metodologia é demonstrada através de uma simulação contendo todo o sistema elétrico brasileiro e utilizando séries históricas de fluências.

Em [43] é apresentado uma extensão do trabalho de [14], no que diz respeito à utilização das técnicas de processamento paralelo na resolução do problema de planejamento de longo prazo de sistemas hidrotérmicos de potência. Os resultados mostraram que as estratégias de paralelização adotada no trabalho reduz substancialmente o tempo de processamento, o que é vital para a viabilização da PDE na resolução do problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos de grande porte, como é o caso do SEB.

Em [44] tem-se como objetivo principal, a aplicação de técnicas avançadas de

otimização estocástica no problema de planejamento energético com horizonte anual. Dentre as técnicas de otimização estocástica que são analisadas neste trabalho destaca-se a estratégia de solução e seleção de cortes de Benders para melhorar o desempenho da PDDE. Além disso, o documento apresenta uma descrição detalhada da modelagem utilizada no modelo computacional utilizado no planejamento energético do SEB, como por exemplo, a representação por sistemas equivalentes de energia, o modelo auto-regressivo periódico e o algoritmo da PDDE. As técnicas de otimização estocástica são avaliadas em estudos de casos que consideram o SIN com dados para estudos que se iniciam em Janeiro de 2009 e Janeiro de 2012.

Outra metodologia proposta para o planejamento da operação de médio prazo é encontrada em [19]. Este trabalho tem como objetivo obter avanços nas metodologias de programação dinâmica atualmente utilizadas. Para isto, propõe-se a implementação de uma discretização eficiente para a PDE através da inserção iterativa de cortes. Os resultados, utilizando o SIN, foram comparados com a PDE (*Convex Hull*) e com a PDDE, e mostraram a eficiência da metodologia quando se utiliza uma discretização mais eficiente do espaço de estados.

Ressalta-se que outro aspecto muito importante na resolução do problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos é a informação sobre as afluições futuras. Na prática, o registro de afluições observado no passado, ou seja, a série histórica, é insuficiente para compor uma amostra de tamanho necessário para estimar índices de risco com incertezas aceitáveis. No entanto, as características básicas da série histórica de afluições podem ser utilizadas por modelos capazes de produzir séries sintéticas de afluições e, o principal modelo utilizado é o PAR(p). Alguns trabalhos relacionados à série sintéticas de afluições podem ser observados em [12], [18], [45], [46], [47] e [48].

2.2.2 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO DETERMINÍSTICOS

Como abordagem alternativa ao uso das técnicas de otimização que utilizam a PD na resolução do problema de planejamento da operação de sistemas elétricos, foram propostos os métodos de otimização determinísticos.

Alguns exemplos de utilização destes métodos de otimização determinísticos na resolução do problema de planejamento hidrotérmico podem ser vistos em [24], [49], [50] e [51].

A seguir, mencionam-se os principais trabalhos realizados para o SEB e que utilizam técnicas determinísticas na resolução do problema de planejamento hidrotérmico.

Em [52] é apresentada uma abordagem do problema por decomposição no tempo, baseada na incerteza das vazões afluentes. As etapas de planejamento de longo, médio e curto prazos são formuladas. Sugere-se para o planejamento de longo prazo a agregação

do parque hidroelétrico num único reservatório de energia e o problema é resolvido através de PDE. No planejamento de médio prazo é utilizada a metodologia determinística, com representação das usinas individualizadas e com previsões de vazões fornecidas por modelos de séries temporais. A solução do problema de médio prazo pode ser obtida através de algoritmos de fluxos em rede, e neste caso enfatiza-se o algoritmo denominado POSH, que foi desenvolvido especificamente para resolver problemas de planejamento de médio prazo. O planejamento de curto prazo consiste na determinação da política de operação hora a hora ao longo da semana. O acoplamento desta etapa com a anterior é feita através das defluências ótimas de cada usina hidroelétrica no primeiro período (semana), obtida no planejamento de médio prazo. Portanto, o objetivo deste planejamento é desagregar as metas semanais fornecidas pelo planejamento de médio prazo em bases horárias, respeitando todas as restrições operativas do sistema, hidráulicas e elétricas, num cenário de vazões e demandas determinísticos. Ainda, neste trabalho, é sugerido o planejamento adaptativo, que é uma revisão periódica na cadeia de planejamento, buscando corrigir o sistema em função de alterações no estado do sistema, nas previsões de demanda, nas previsões de vazões e na configuração dos sistemas de geração e transmissão.

Em [53] é descrito um algoritmo determinístico de fluxo em rede, com representação individualizada das usinas para o planejamento de médio prazo. Este trabalho deixa evidente o dilema na escolha da abordagem de representação agregada versus individualizada das usinas hidroelétricas, que se traduz na consideração estocástica versus determinística das vazões afluentes às usinas. Como resultado mais significativo, temos a otimização determinística individualizada para todo sistema Sul-Sudeste, para um planejamento de 5 anos.

Já em [54] tem-se um algoritmo de fluxo de rede de segunda ordem para resolução do problema de planejamento hidrotérmico. O algoritmo é baseado no método de Newton truncado. O modelo proposto foi avaliado em quatro diferentes subsistemas hidroelétricos, que foram retirados do sistema sudeste brasileiro, que é composto por 37 usinas hidroelétricas em cascata.

Em [55] é proposto um modelo de otimização a usinas individualizadas, com implementação orientada a objetos, aplicado ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de geração. O modelo de otimização é baseado em um algoritmo de fluxo de redes, e é utilizado o modelo POSH, citado em [52].

Martinez [56] apresentou uma comparação entre a utilização da PDE e da técnica de otimização determinística na solução do problema de planejamento da operação energética. A técnica de otimização determinística utilizada baseia-se na representação do sistema hidráulico como um problema de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. Os nós representam as unidades hidroelétricas do sistema e os arcos representam o volume de água armazenado no reservatório e a defluência em cada estágio de tempo. A comparação

é realizada utilizando sistemas constituídos por uma única usina hidroelétrica e sistemas com múltiplas usinas em cascata. São utilizados dados históricos e séries sintéticas de vazão afluyente.

Em [57] tem-se uma proposta para o planejamento da operação energética de médio prazo, denominada ODIN, baseada em uma técnica de controle preditivo determinístico. Essa política está fundamentada na utilização de três modelos: modelo de otimização não linear, modelo de previsão de vazões, que busca uma representação indireta da estocasticidade das vazões de forma implícita e modelo de simulação de operação a usinas individualizadas. Os resultados das simulações, considerando o SIN, foram comparados com os resultados encontrados pelo NEWAVE, e forneceram resultados satisfatórios.

2.2.3 INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

Atualmente, há muitos avanços na utilização de PD com outros tipos de algoritmos, principalmente aqueles que utilizam técnicas heurísticas. Podemos citar, por exemplo, programação neurodinâmica [58] e [59], programação dinâmica com algoritmos genéticos [60], programação dinâmica com otimização por enxames de partículas [61] e programação dinâmica estocástica com a utilização de redes neurais artificiais [62].

Em [24] é apresentada uma série de outros trabalhos que utilizam modelos de programação heurística, principalmente os baseados em algoritmo genético, redes neurais artificiais e lógica fuzzy.

Oliveira [63] utilizou Algoritmo Genético (AG) para produzir políticas operacionais para o gerenciamento de reservatórios múltiplos em termos dos volumes de armazenamento e defluências necessárias, em função da época do ano e da disponibilidade hídrica.

Em [64] é apresentado uma revisão de técnicas evolutivas aplicadas a sistemas de potência e apresenta um sistema tutorial composto por oito hidrelétricas considerando um horizonte de planejamento de um ano. Os autores consideram que a vantagem do uso desta técnica está na possibilidade de adaptar a estratégia de operação de acordo com a afluência. Entretanto, os autores alertam que somente com a simulação de sistemas reais poderiam chegar a conclusões mais definitivas.

No universo de estudos relativos ao sistema brasileiro, alguns trabalhos merecem destaque.

Aquino [65] propõe a utilização de uma Rede Neural Artificial (RNA) tipo múltiplas camadas para obtenção das gerações hidráulicas de um sistema de geração hidrotérmico, quando esta rede é alimentada por dados de vazões afluentes e/ou turbinadas. Foram utilizados dados de usinas hidrelétricas do SEB, mais precisamente do sistema interligado Chesf/Eletronorte, considerando um horizonte de 12 meses. Os dados utilizados para o treinamento desta RNA são obtidos de um modelo de programação linear de problema

de operação hidrotérmica. Os resultados obtidos demonstram a capacidade das RNA, tipo Multi Layer Perceptron (MLP) em realizar com sucesso a associação de padrões e generalizar para padrões desconhecidos, inclusive com poucos dados de treinamento, desde que representativos do espaço amostral e tendo a RNA sido apropriadamente modelada.

Em [66] há uma revisão da literatura pertinente ao uso de AG na resolução do problema de operação de reservatórios, e discute as potencialidades do método, através da aplicação para um sistema hidrotérmico hipotético composto por quatro usinas hidroelétricas e uma usina térmica. Segundo o autor, o estudo confirma que este tipo de ferramenta pode ser utilizado na resolução deste tipo de problema, mas deve ser melhorado, visando a aplicação a sistemas de reservatórios de grande porte e com a inclusão de aspectos estocásticos.

Leite [67] investigou a aplicação de AG's na otimização da operação de sistemas hidrotérmicos de geração. Com o objetivo de encontrar soluções mais eficientes, em relação às abordagens tradicionais, os autores propõem e investigam a aplicação de AG's ao problema e mencionam que a simplicidade, o paralelismo e a generalidade dos mesmos, podem vir a fornecer uma solução eficaz para esta classe de problema. O artigo apresenta algumas adaptações da técnica ao problema em análise e uma aplicação real para um sistema em cascata composto por usinas hidrelétricas interligadas.

Na mesma linha de trabalho, estes mesmos autores apresentam em [68], um estudo dos operadores genéticos utilizados no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Esta investigação se fez necessária de modo a verificar a influência (taxa) de cada operador genético sobre a resolução do problema. Visando utilizar os algoritmos genéticos no problema, vários operadores genéticos tradicionais foram adaptados de modo a incorporar as características inerentes ao problema de planejamento. O algoritmo desenvolvido foi aplicado em usinas hidroelétricas pertencentes ao sistema sudeste Brasileiro.

Em [69] é apresentada a aplicação de AG's na otimização da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. O objetivo deste trabalho é analisar a aplicabilidade desta técnica em grandes sistemas. Os testes foram aplicados considerando dois sistemas testes. Um composto por 19 usinas hidroelétricas e outro por 35, abrangendo grande parte do Sistema Sudeste Brasileiro. Os autores mencionam que a técnica utilizada mostrou um bom desempenho nos casos apresentados que envolviam grandes e complexos sistemas.

Já em [70] há a utilização de uma RNA de Mapa Auto-Organizável em conjunto com modelos de sistemas dinâmicos com o objetivo de simular a operação ótima de um sistema hidroelétrico real. As políticas ótimas de operação são obtidas através de um modelo de otimização determinística, não-linear considerando usinas individualizadas. Os resultados destas otimizações são então processados e utilizados no treinamento de uma RNA. De forma geral, a partir dos resultados obtidos com um subsistema do sistema sudeste Brasileiro, pode-se concluir que a rede conseguiu assimilar o comportamento ótimo

da operação do sistema teste.

Em [71], o problema de coordenação hidrotérmica é formulado como um problema de minimização de custos não lineares, e o trabalho tem com objetivo avaliar e comparar a aplicação de três metas-heurísticas de otimização: Algoritmos Genéticos, Enxame de Partículas e Recozimento Simulado, como possíveis ferramentas de solução. As três meta-heurísticas foram aplicadas a um sistema teste, que está distribuído na cascata do rio São Francisco. Foi assumido que o sistema teste não poderá importar energia, o horizonte de planejamento foi de 24 meses e utilizou-se vazões determinísticas. Segundo o autor, os resultados obtidos indicam que as meta-heurísticas são passíveis de serem utilizadas em aplicações de maior porte, com precisão e robustez competitivas.

Em [72] é proposta uma modelagem utilizando AG's de modo a considerar múltiplos objetivos no processo de otimização sem que a representação física do sistema energético e suas incertezas sejam comprometidas. A abordagem multicritério possibilita que diversos indicadores, dentre os quais se destaca o risco de déficit, se tornem controláveis a partir de sua consideração diretamente no processo de otimização. O desempenho da metodologia proposta foi avaliado por meio de estudos de casos aplicados ao SIN. No entanto, fica evidente que a modelagem proposta necessita de aprimoramentos para ser utilizada na prática, tais como, redução do esforço computacional e flexibilidade na representação de incertezas.

Rabelo [73] utilizou controladores fuzzy (Takagi- Sugeno) na determinação de políticas de operação energética de sistemas hidrotérmicos. O método proposto consiste em utilizar as políticas operativas ótimas obtidas através de um modelo de otimização determinístico para o ajuste das curvas de despacho das usinas hidrelétricas através do controlador nebuloso. Os resultados mostram que as soluções obtidas utilizando o método proposto apresentam menor geração térmica e, portanto, menor custo, quando comparados com o modelo adotado no SEB.

Em [74] busca-se a solução do problema de coordenação hidrotérmica no horizonte de médio prazo. As estratégias evolutivas e o recozimento simulado adaptativo difuso foram as meta-heurísticas escolhidas para este estudo, pois são técnicas que possibilitam a ampla exploração do espaço de soluções e também o controle dos parâmetros de busca. Foi utilizado um sistema teste composto por sete usinas hidrelétricas e seis térmicas, sendo simulado com vazões afluentes determinísticas e com vazões afluentes multicenários. São investigadas oito configurações visando à autoadaptação de alguns parâmetros de controle de busca. O recozimento simulado adaptativo difuso é testado em duas versões que correspondem ao tipo de vazão afluente utilizada. Conclui-se que o recozimento simulado adaptativo difuso mostrou-se mais adequado em comparação às demais alternativas investigadas.

Em [75] é proposto o uso de um Sistema de Inferência Neural-Nebulosa Adaptativo

em paralelo com um modelo de otimização determinístico, como uma abordagem alternativa, mais simples e menos complexo, para resolução do problema de planejamento hidrotérmico. O desempenho da metodologia proposta foi comparado com a PDE, e os resultados encontrados foram similares para o caso exemplo analisado.

Em [76] é apresentado um AG para resolução do problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos. No modelo estudado, considerou-se a minimização da complementação térmica como função objetivo e a geração das usinas hidrelétricas em cada período como variáveis de decisão. Para a validação do algoritmo e análises dos resultados foram escolhidas as usinas de Furnas e Água Vermelha (pertencentes ao Rio Grande, na região Sudeste do Brasil), um período de 12 meses de estudo e afluências determinísticas. Os resultados foram comparados com as soluções encontradas pelo programa Hydrolab [77], e o modelo demonstrou possuir grande potencial na resolução deste problema, tanto em relação à qualidade das soluções obtidas quanto no tempo de processamento necessário para a obtenção destas soluções.

2.2.4 SISTEMAS DE SUPORTE À DECISÃO

Atualmente, com o desenvolvimento tecnológico dos computadores, encontramos máquinas extremamente rápidas e de grande capacidade de processamento. Essa praticidade deu origem há alguns anos ao desenvolvimento dos chamados Sistemas de Suporte a Decisão (SSD), que integram banco de dados e modelos matemáticos com interfaces amigáveis.

Em [24] é apresentado alguns modelos de SSD aplicados a sistemas de reservatórios hidrelétricos, tal como o modelo MODSIM, baseado em algoritmos de fluxo em redes.

Cicogna [77] apresentou um sistema computacional de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas hidrotérmicos. Este sistema, denominado Hydrolab, atua no planejamento, nos horizontes de longo, médio e curto prazo, utilizando representação individualizada de usinas, os dados de hidrologia são alimentados por um modelo de previsão de vazões e utiliza a técnica de fluxo em redes não linear com arcos capacitados. Vale salientar, que este SSD surgiu de uma evolução do modelo POSH, citado em [52].

Em [78] é apresentado o modelo SolverSIN para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. O modelo utiliza programação não linear e trata as usinas através de reservatórios equivalentes.

Outro exemplo de modelo de sistema de suporte à decisão é proposto em [79]. Este modelo é uma extensão do modelo proposto em [78]. O modelo chamado Hidroterm baseia-se na programação não linear, podendo ser aplicado de diversas formas, no sistema hidrelétrico isolado, ou para o despacho térmico e os intercâmbios, ou ainda, de forma

integrada ao sistema completo.

Em [80] temos um modelo de SSD onde é considerado explicitamente os múltiplos objetivos que estão presentes no problema do planejamento da operação energética e as preferências do decisor são incorporadas. É utilizado o modelo NEWAVE, que é baseado na PDDE, associado à Teoria da Decisão. Os aspectos considerados foram o déficit de energia e o custo marginal de operação. O modelo foi aplicado, considerando os vários interesses e preferências de decisores que atuam no setor elétrico brasileiro, dentre os quais, pessoas ligadas aos setores de operação, planejamento, comercialização de energia, geração hidroelétrica e pesquisa. Os resultados apresentados foram coerentes, mostrando que para as pessoas que atuam na operação ou em geração, em um horizonte de curto prazo, a preferência é para que não haja racionamento, e para estas pessoas o custo de operação torna-se pouco relevante. Por outro lado, as pessoas ligadas à comercialização de energia elétrica tiveram uma preferência por baixos custos e apresentam uma certa preferência por pequenos racionamentos. As pessoas que são ligadas ao planejamento de médio e longo prazo apresentaram, em seus resultados, uma preferência pela operação sem déficit em detrimento do custo, porém com uma certa tolerância a pequenos cortes de carga. Esse comportamento é natural pois, em caso de uma sinalização de déficit, há tempo hábil no horizonte do planejamento para que se adotem medidas adicionais de mitigação do risco de racionamento.

Destaca-se ainda, os modelos desenvolvidos pela empresa PSR. O SDDP é um modelo de despacho hidrotérmico estocástico com representação da rede de transmissão para estudos de operação de longo, médio e curto prazo. O modelo calcula a política operativa de mínimo custo de um sistema hidrotérmico utilizando a PDDE [81]. Para o planejamento de curto prazo, a empresa desenvolveu o NCP. O NCP é um modelo que determina a operação hidrotérmica de mínimo custo para um horizonte de até uma semana em etapas horárias, incluindo um modelo para a rede transmissão. O acoplamento com estudos de médio/longo prazos é feito pela leitura de uma função de custo futuro gerada pelo modelo SDDP [82].

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado um relato das principais técnicas e/ou algoritmos existentes na literatura, para a resolução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos e no gerenciamento ótimo na operação de reservatórios.

Através desta revisão, pôde-se verificar que determinadas metodologias podem ser simples, de fácil implementação, apresentando esforço computacional aceitável, mas que em contra partida, possuem de alguma forma, limitações na resolução do problema. Por outro lado, têm-se metodologias complexas, de difícil implementação, que requerem elevados tempos de processamento e memória, mas que apresentam soluções mais aceitáveis.

Diante deste quadro fica evidente que o desenvolvimento de metodologias capazes de conciliar rapidez, robustez e eficiência na resolução do problema é um campo atrativo de estudo e pesquisa, sendo esta a principal meta do presente trabalho.

Cabe ressaltar também a importância da aplicação da PD na resolução deste tipo de problema, pois é apropriada para o tratamento de problemas multiestágios e estocásticos. Como esta ferramenta ainda pode ser muito explorada, principalmente devido ao grande avanço tecnológico dos computadores e processadores, este trabalho terá como linha de pesquisa principal a utilização da PD.

3 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

3.1 INTRODUÇÃO

O problema de planejamento energético tem como objetivo minimizar os custos operativos através da utilização de forma otimizada dos recursos energéticos. Desta forma, busca-se como solução ótima do problema, o gerenciamento dos montantes de geração hidráulica e térmica em cada período de planejamento, dado o estado inicial do sistema e as afluências.

Destaca-se que o valor da demanda a ser atendida em cada período é fornecido de forma determinística ao problema. Contudo, devido a algumas características do sistema hidráulico, a energia demandada do sistema é abatida por algumas parcelas que não são modeladas de forma explícita, como as gerações de pequenas centrais hidrelétricas e as gerações advindas de fontes alternativas, como a eólica.

Para o planejamento da operação de médio prazo utilizando sistemas equivalentes de energia, considera-se que os custos são compostos pela geração térmica e por eventuais déficits ocorridos. Desta forma, o problema de otimização que deve ser resolvido é formulado da seguinte maneira:

Minimizar: Valor Esperado do Custo Total de Operação (Custo Imediato + Custo Futuro)

s. a.:

Equações de Atendimento à Demanda

Equações de Balanço Energético nos Sistemas Equivalentes

Equações de Geração Hidráulica Máxima

Equações de Nó Fictício

Limites Operativos das Variáveis

3.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO

Função Objetivo

$$z_t = \min \left\{ E \left[\sum_{i=1}^{NSIS} \sum_{k=1}^{NPMC} \left[\sum_{w=1}^{NTER_i} \psi_{T_{i,w}} \times g_{T_{i,w,k,t}} + \sum_{l=1}^{NPDF} \psi_{D_{i,l}} \times def_{i,l,k,t} \right] + \frac{1}{1+\delta} \alpha_{t+1} \right] \right\} \quad (3.1)$$

em que:

z_t	Custo esperado de operação no período t (\$ x 730) ¹ .
$NSIS$	Número de sistemas.
$NPMC$	Número de patamares de mercado.
$NTER_i$	Número de usinas térmicas do sistema i .
$NPDF$	Número de patamares de déficit.
$\psi_{T_{i,w}}$	Custo de operação associado à classe térmica w do sistema i (\$/MWh).
$g_{T_{i,w,k,t}}$	Geração térmica da classe térmica w do sistema i no patamar de carga k e período t (MWmédio).
$\psi_{D_{i,l}}$	Custo de déficit para um corte de carga no sistema i e patamar de déficit l (\$/MWh).
$def_{i,l,k,t}$	Déficit no sistema i , no patamar de déficit l , no patamar de carga k , no período t (MWmédio).
δ	Taxa de desconto mensal (%).
α_{t+1}	Custo futuro associado ao período t (\$ x 730).

A função objetivo representada na equação (3.1) busca minimizar o custo esperado total de operação (z_t), que é representado por uma parcela que corresponde ao custo imediato e outra parcela que representa o custo futuro. Como mencionado anteriormente, o custo imediato é composto pelos custos de geração das unidades térmicas e pelos custos relacionados ao não atendimento à demanda, ou seja, custo de déficit do sistema. O custo futuro é representado por restrições no problema que indicam o impacto futuro do gerenciamento dos recursos hídricos.

Equações de Atendimento à Demanda

Nas equações de atendimento à demanda, tem-se uma equação para cada sistema i e para cada patamar de mercado k . Neste caso, a demanda no sistema i deve ser atendida durante o patamar de carga k . Quando a demanda líquida é ponderada pela duração do patamar k , tem-se a energia que o sistema i necessitará no patamar de mercado k e período t .

Esta equação determina a maneira como a demanda líquida será atendida, considerando a geração hidráulica, térmica, déficit e intercâmbios. Porém, a demanda líquida deve ser abatida da geração incondicional proveniente das usinas fio d'água e devido a geração para atendimento de requisitos de vazão mínima. A equação pode ser expressa da

¹ O fator multiplicativo aparece devido à conversão dos custos por unidade horária em custo por unidades mensais de tempo.

seguinte forma:

$$ghids_{i,k,t} + \sum_{w=1}^{NTER_i} gT_{i,w,k,t} + \sum_{l=1}^{NPDF} def_{i,l,k,t} - \sum_{j=1}^{NSIS} int_{i,j;k;i \neq j,t} + \sum_{j=1}^{NSIS} int_{j,i;k;i \neq k,t} - exc_{i,k,t} = (DEMLIQ_{i,k,t} - (1 - \gamma_i) \cdot EAF_{i,t} - EVMIN_{i,t}(EA_{i,t})) \cdot FPENG_{k,t} \quad (3.2)$$

em que:

$ghids_{i,k,t}$	Geração hidráulica do sistema i , no patamar de carga k , no final do período t (MWmês).
$NTER_i$	Número de usinas térmicas do sistema i .
$gT_{i,w,k,t}$	Geração térmica da classe térmica w do sistema i no patamar de carga k e período t (MWmédio).
$NPDF$	Número de patamares de déficit.
$def_{i,l,k,t}$	Déficit no sistema i , no patamar de déficit l , no patamar de carga k , no período t (MWmédio).
$int_{i,j;k;i \neq j,t}$	Intercâmbio do sistema i para o sistema j , no patamar de carga k , sendo sempre i diferente de j (MWmédio) no período t .
$exc_{i,k,t}$	Excesso de energia no sistema i , patamar de mercado k e período t (MWmédio). Gerado quando a soma da energia gerada fio d'água e vazão mínima excede a demanda líquida.
$DEMLIQ_{i,k,t}$	Demanda líquida do sistema i , no patamar de carga k , no período t (pu).
γ_i	Fator de separação da energia afluyente controlável da energia afluyente total do sistema i .
$EAF_{i,t}$	Energia afluyente no sistema i no início do período t , correspondente à soma da parcela controlável e fio d'água (MWmês).
$EA_{i,t}$	Energia armazenada no início do período t no sistema i (MWmês).
$EVMIN_{i,t}(EA_{i,t})$	Energia de vazão mínima do sistema i , no estagio t , em função da energia armazenada inicial (MWmês).
$FPENG_{k,t}$	Duração do patamar de carga k no período t (pu).

Equações de Balanço Energético nos Sistemas Equivalentes

Nas equações de balanço energético, tem-se uma equação para cada sistema i . Nestas equações, a energia armazenada no final do período estágio t é dada pelo somatório da energia armazenada no início do estágio e energia afluyente total menos o desestoque e as perdas. O desestoque é dado pela geração hidráulica e vertimento, que são variáveis de decisão, e, também, pela energia fio d'água e energia de vazão mínima, que são compulsórias. As perdas são representadas pela energia evaporada e pela energia gasta com o enchimento de volume morto nos reservatórios que estão iniciando sua operação no período t . Portanto, tem-se:

$$\begin{aligned}
 ea_{i,t+1} = & EA_{i,t} + \overbrace{EAF_{i,t} - EFIO_{i,t} - EVMIN_{i,t}}^{EC_{i,t}} (EA_{i,t}) \\
 & \underbrace{\sum_{k=1}^{NPMC} ghidrs_{i,k,t} - evert_{i,t}}_{\text{VariaveisdeDecisao}} - \underbrace{EVP_{i,t} (EA_{i,t}) - EVM_{i,t}}_{\text{Perdas}}
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

em que:

$ea_{i,t+1}$	Energia armazenada no final do período t no sistema i (MWmês).
$EA_{i,t}$	Energia armazenada no início do período t no sistema i (MWmês).
$EAF_{i,t}$	Energia afluyente no sistema i no início do período t , correspondente à soma da parcela controlável e fio d'água (MWmês).
$EFIO_{i,t}$	Energia fio d'água líquida afluyente ao sistema i no período t (MWmês).
$EC_{i,t}$	Energia controlável afluyente ao sistema i no período t (MWmês).
$EVMIN_{i,t}$	Energia de vazão mínima do sistema i no período t , em função da energia armazenada inicial (MWmês).
$NPMC$	Número de patamares de mercado.
$ghidrs_{i,k,t}$	Geração hidráulica do sistema i , no patamar de carga k , no período t (MWmês).
$evert_{i,t}$	Energia vertida pelo sistema i no período t (MWmês).
$EVP_{i,t} (EA_{i,t})$	Energia evaporada no sistema i no período t , em função da energia armazenada inicial (MWmês).
$EVM_{i,t}$	Energia de enchimento de volume morto no sistema i no período t (MWmês).

A equação (3.3) também pode ser representada utilizando-se correções no termo da energia controlável. Para este termo, quando trata-se de aflúências sintéticas, o mesmo é dado como $\lambda_i \times EAF_{i,t}$, e fazendo as correções necessárias através das parábolas temos, como equação completa:

$$ea_{i,t+1} + \sum_{k=1}^{NPMC} ghids_{i,k,t} + evert_{i,t} = EA_{i,t} + FC_{i,t}(EA_{i,t}) \times \gamma_i \times EAF_{i,t} - EVMIN_{i,t}(EA_{i,t}) - EVP_{i,t}(EA_{i,t}) - EVM_{i,t} \quad (3.4)$$

em que:

$FC_{i,t}(EA_{i,t})$ Fator de correção da energia controlável aflúente ao sistema i no período t em função da energia armazenada inicial (pu).

Equações de Geração Hidráulica Máxima

Estas restrições definem o máximo de geração hidráulica controlável de cada um dos sistemas em cada um dos patamares de mercado. A geração hidráulica máxima é calculada considerando todas as usinas de cada um dos sistemas, e deve ser corrigida em função da energia armazenada pela sua parábola de correção e, em seguida, descontada da energia de vazão mínima e energias fio d'água do sistema. A equação de geração hidráulica máxima controlável para um dado sistema i e patamar de carga k em um estágio t é mostrada na equação (3.5).

$$ghids_{i,k,t} - exc_{i,k,t} \leq [GHMAX_{i,t}(EA_{i,t}) - (1 - \gamma_i) \cdot EAF_{i,t} - EVMIN_{i,t}(EA_{i,t})] \cdot FPENG_{k,t} \quad (3.5)$$

em que:

$GHMAX_{i,t}(EA_{i,t})$ Geração hidráulica máxima do sistema i , no período t , em função da energia armazenada inicial (MWhês).

Equações de Nó Fictício

As equações dos nós fictícios refletem o balanço de energia em um nó de interligação, portanto, deve-se garantir a geração ou consumo líquidos de energia nulos.

$$\sum_{\forall i \neq j} int_{i,j,k,t} - \sum_{\forall i \neq j} int_{j,i,k,t} = 0 \quad (3.6)$$

em que:

$int_{i,j,k,t}$ Intercâmbio do sistema i para o sistema j , no patamar de carga k , sendo sempre i diferente de j (MWmédio) no período t .

$int_{j,i,k,t}$ Intercâmbio do sistema j para o sistema i , no patamar de carga k , sendo sempre j diferente de i (MWmédio) no período t .

Equações das Funções de Custo Futuro

A função de custo futuro será composta por um conjunto de inequações que relacionam a energia armazenada no subsistema e os valores esperados de custo futuro. A equação apresenta uma definição genérica de uma inequação utilizada para representar um c -ésimo elemento — também chamado de corte ou hiperplano — do conjunto de inequações que compõem a função de custo futuro no problema.

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^{NSIS} COEFA_{c,i,t} \times ea_{i,t+1} \geq COEFB_{c,t} \quad (3.7)$$

em que:

α_{t+1} Custo esperado futuro relacionado à decisão atual.

$COEFA_{c,i,t}$ Coeficiente relativo à participação do subsistema ou reservatório equivalente i no c -ésimo corte ou hiperplano que compõe a função de custo futuro do período t .

$COEFB_{c,t}$ Coeficiente relativo ao termo independente do c -ésimo corte ou hiperplano que compõe a função de custo futuro do período t .

Limites Operativos das Variáveis

Limites nas capacidades de armazenamento

$$\underline{ea}_{i,t+1} \leq ea_{i,t+1} \leq \overline{ea}_{i,t+1} \quad (3.8)$$

Limites nas capacidades de geração térmica

$$\underline{gT}_{i,j,k} \leq gT_{i,j,k,t} \leq \overline{gT}_{i,j,k} \quad (3.9)$$

Limites de intercâmbio

$$0 \leq int_{i,j,k,t} \leq \overline{int}_{i,j,k,t} \quad (3.10)$$

em que:

$\underline{ea}_{i,t+1}$	Energia armazenável mínima no sistema i no período $t+1$ (MWmês).
$\overline{ea}_{i,t+1}$	Energia armazenável máxima no sistema i no período $t+1$ (MWmês).
$\underline{g}_{T_{i,j,k}}$	Geração térmica mínima totalizada na classe térmica j , do sistema i no período t (MWmédio).
$\overline{g}_{T_{i,j,k}}$	Geração térmica máxima totalizada na classe térmica j , do sistema i no período t (MWmédio).
$\overline{int}_{i,j,k,t}$	Valor máximo de intercâmbio do sistema i para o sistema j no estágio t (MWmédio).

3.3 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

Conforme descrito anteriormente, a PD apresenta grande aplicação na resolução do problema de planejamento que envolve o gerenciamento de recursos hídricos.

Neste tipo de problema, a decisão de manter um reservatório em determinado nível poderá ter sido acertada dependendo da estratégia de operação e da sequência de afluições que chegará ao reservatório nos períodos subsequentes. Desta forma, fica evidente, que a otimização do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é feita através de decisões sequenciais, em que a otimalidade de uma decisão atual depende de um conjunto de acontecimentos futuros. Isto faz com que este tipo de problema seja resolvido no sentido inverso do tempo, ou seja, do último estágio para o estágio inicial.

O objetivo deste planejamento é minimizar o custo total de operação durante o período considerado. O custo total de operação é dado pela soma do custo imediato com o custo futuro. Portanto, em cada estágio as decisões são determinadas visando minimizar o custo total, assumindo decisões ótimas para todos os estágios subsequentes. Este custo é aditivo no sentido que o custo ocorrido no estágio corrente acumula-se sobre o tempo.

Como este problema depende das afluições futuras, ou seja, possui características estocásticas, ele pode ser resolvido pela PDE.

Na PDE o problema pode ser formulado de duas maneiras distintas [36], [37]:

- (i) acaso-decisão, em que dada uma variável aleatória (acaso), determina-se a melhor operação (decisão), ou seja, supõe-se conhecida a afluição no início do mês e toma-se a decisão para esta afluição.
- (ii) decisão-acaso, decidindo-se apenas em função da distribuição de probabilidades da afluição do estágio em que se encontra o problema.

A formulação da PDE utilizada nos estudos de planejamento de médio prazo do sistema elétrico brasileiro, utilizando sistemas equivalentes de energia, é baseada no tipo acaso-decisão.

De forma genérica, a equação (3.1) apresentada na seção anterior pode ser representada pela seguinte equação recursiva:

$$\alpha_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left(\text{Min} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{1+\delta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right) \quad (3.11)$$

em que:

$\alpha_t(X_t)$	Valor esperado do custo total de operação do período atual t até o último estágio do horizonte de planejamento, em função dos estados do sistema.
$E_{A_t X_t}$	Valor esperado de custo de acordo com todos os valores possíveis de recursos (afluências) contidos em A_t , condicionado pelo vetor de estados X_t (conhecido no início do estágio).
X_t	Vetor de variáveis que definem o estado inicial (energia armazenada inicial) do sistema no período t .
A_t	Vetor de recursos (afluências) no período t .
U_t	Vetor com as decisões obtidas no período t e determina o estado em que o sistema se encontrará ao final do mesmo.
$C_t(U_t)$	Custo operativo relacionado à decisão operativa U_t . Esta parcela é chamada de custo imediato.
δ	Taxa de desconto monetário (pu).
$\alpha_{t+1}(X_{t+1})$	Valor do custo esperado de operação do período $t+1$ ao final do horizonte em função da condição final do sistema no período t . Esta parcela é chamada de custo futuro.

A função objetivo representada pela equação (3.11) mostra que o mínimo custo de operação do estágio t é composto pela soma do custo presente $C_t(U_t)$, que está relacionado à decisão ótima operativa U_t no estágio t , mais o valor do custo futuro a partir do estágio seguinte $\alpha_{t+1}(X_{t+1})$. Deve-se ressaltar ainda, que o vetor de decisões U_t é composto por valores de energia armazenada no final do período, geração hidráulica, energia vertida, e ainda, geração térmica e possíveis déficits de energia.

Portanto, o algoritmo de PDE constrói a função de custo futuro $\alpha_t(X_t)$, discretizando o espaço de estados, que neste caso é a energia armazenada inicial de cada reservatório equivalente, em um conjunto de valores e resolvendo a equação (3.11) para

cada um desses valores.

Conforme [6] e [12], o algoritmo de PDE, para obtenção das funções de custo futuro, pode ser sintetizado pelos seguintes passos:

Algoritmo da PDE para obtenção das FCF's

1º Passo: Inicialize a função de custo futuro para o último estágio, $\alpha_{t+1}(X_{t+1})$.

2º Passo: Repita de $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para cada estado inicial, $X_t^i, i = 1, 2, \dots, n^\circ \text{ de discretizações}$

Repita para cada cenário de afluência A_t

Calcula o custo ótimo de operação associado

Calcula o valor esperado do custo de operação para dado estado

Determina um ponto da função de custo futuro

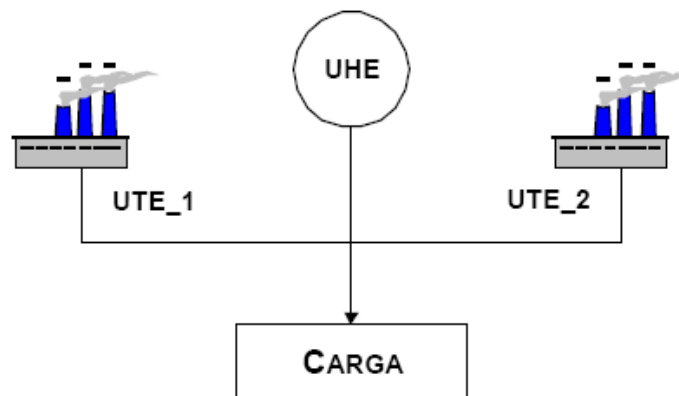
Determinação da função de custo futuro $\alpha_t(X_t)$

As funções de custo futuro podem ser determinadas utilizando interpolação linear entre os pontos obtidos relativos ao nível de discretização dos reservatórios e o seu custo de operação correspondente, ou ainda, podem ser determinadas através dos multiplicadores de lagrange referentes à restrição de balanço energético.

3.3.1 EXEMPLO DIDÁTICO - PDE

Para exemplificar o uso da PDE e a obtenção das funções de custo futuro utilizando interpolação linear, será utilizado um exemplo didático, adaptado de [5], representado na Figura 12.

Figura 12 – Representação do sistema utilizado no exemplo didático: PDE



O sistema será composto por uma usina hidrelétrica e duas usinas térmicas e o mercado será composto por somente 1 (um) patamar de carga. Além disso, somente 1 (um) patamar de déficit será considerado no problema.

Neste exemplo será utilizada uma modelagem simplificada, pois não serão utilizadas energias provenientes de perdas por evaporação, energias fio d'água ou energia de vazão mínima.

Os dados do sistema equivalente são apresentados através da Tabela 5 e das usinas termelétricas na Tabela 6.

Tabela 5 – Parâmetros do sistema equivalente simplificado

Energia Armazenada Máxima (MWmês)	Energia Armazenada Mínima (MWmês)	Geração Hidráulica Máxima (MWmédio)
160	100	76

Tabela 6 – Características operativas das usinas termelétricas

Termelétrica	Geração Máxima (MWmês)	Geração Mínima (MWmês)	Custo de Operação (\$/MWmês)
1	15	0	10
2	10	0	25

Será considerado um período de otimização de três estágios, com a carga constante ao longo de todo horizonte de planejamento, com valor igual a 65 MWmês. O custo do déficit, que significa o custo de não atendimento da demanda, será de 500 \$/MWmês e a taxa de desconto será considerada nula.

Foram considerados dois cenários de afluências, conforme mostrado na Tabela 7.

Tabela 7 – Cenários de afluências considerados no exemplo

Estágio	Afluência Alta (MWmês)	Afluência Baixa (MWmês)
1	26	16
2	30	18
3	42	32

Para simplificação da análise, a energia armazenada será discretizada em somente três valores, ou seja, em 100 %, 50 % e 0 % da capacidade do sistema, conforme Tabela 8.

Tabela 8 – Discretização da energia armazenada do sistema

Discretização	Energia Armazenada (MWmês)
0 %	100
50 %	130
100 %	160

Para construção aproximada da FCF, cada nível de discretização do sistema será testado para os dois cenários de afluências.

O Problema de Programação Linear (PPL) que deve ser resolvido pode ser modelado da seguinte forma:

Função Objetivo

$$z_t = \min 10 \times g_{T_{1,t}} + 25 \times g_{T_{2,t}} + 500 \times def_t + \alpha_{t+1}$$

Restrições

$$ghidrs_t + g_{T_{1,t}} + g_{T_{2,t}} + def_t = 65$$

$$ea_{t+1} + ghidrs_t + evert_t = EA_t + EC_t$$

Limites das Variáveis

$$100 \leq ea_{t+1} \leq 160$$

$$0 \leq ghidrs_t \leq 76$$

$$0 \leq evert_t \leq \infty$$

$$0 \leq g_{T_{1,t}} \leq 15$$

$$0 \leq g_{T_{2,t}} \leq 10$$

Onde:

α_{t+1}	Valor do custo esperado de operação do período $t+1$ (custo futuro).
$g_{T1,t}$	Geração térmica da usina termelétrica 1 no período t .
$g_{T2,t}$	Geração térmica da usina termelétrica 2 no período t .
def_t	Déficit de energia no período t .
$ghidrs_t$	Geração hidráulica no período t .
ea_{t+1}	Energia armazenada no final do período t ou energia armazenada no início do próximo estágio $t+1$.
$vert_t$	Energia vertida no período t .
EA_t	Energia armazenada no início do período t .
EC_t	Energia controlável afluente no período t .

Processo Recursivo

Admitindo-se que os custos futuros associados ao final do último estágio (início do quarto estágio) sejam nulos, para cada nível de armazenamento resolve-se dois problemas de despacho de operação, um para cada cenário de afluências.

Como existem duas possibilidades de afluências para cada estado de armazenamento discretizado, o custo a ser atribuído ao estado é o valor esperado dos custos relacionados a cada uma das afluências equiprováveis.

Para iniciar, deve-se considerar que o problema esteja com o nível de armazenamento igual a 100 %, ou seja, $EA_t = 160 \text{ MWmês}$. O problema é então resolvido para as duas possibilidades de afluências relacionadas com o estágio 3, da seguinte maneira:

1º Passo: Considerando $EA_t = 160 \text{ MWmês}$ e $EC_t = 32 \text{ MWmês}$, e como o custo futuro ao final do estágio é nulo para qualquer decisão tomada no estágio três, o custo ótimo associado é dado apenas pelo valor ótimo do custo imediato de operação. Dessa forma, as usinas térmicas só serão acionadas quando não houver energia armazenada disponível. Então, resolve-se o problema obtendo-se os resultados mostrados na Tabela 9. A carga própria é atendida exclusivamente pela usina hidrelétrica que fica com armazenamento no final do estágio três de 127 MWmês , não havendo necessidade de despachar nenhuma térmica e sem a ocorrência de déficit.

2º Passo: Considerando $EA_t = 160 \text{ MWmês}$ e $EC_t = 42 \text{ MWmês}$, novamente a carga própria é atendida somente pela usina hidrelétrica que fica com o armazenamento final do estágio três de 137 MWmês .

O custo ótimo associado ao estado é igual à média (valor esperado) dos custos calculados anteriormente, ou seja, \$ 0,00. O mesmo processo deve ser repetido para os demais níveis de armazenamento discretizados no problema, referente ao estágio 3. Os resultados estão expostos na Tabela 9.

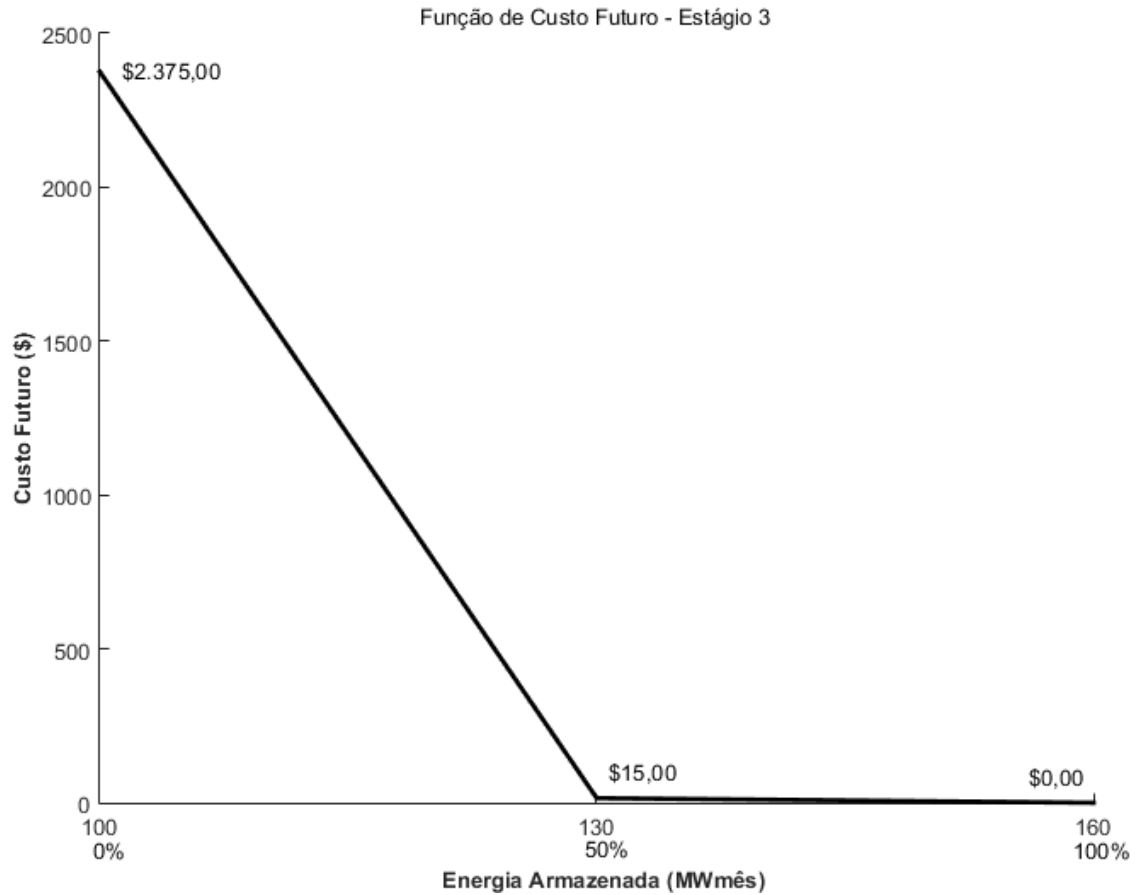
Tabela 9 – Resultado do cálculo da PDE para o estágio 3

Armazenamento (MWmês)	160		130		100	
Afluência (MWmês)	42	32	42	32	42	32
Decisão Ótima	$ea = 137,00$ $ghidrs = 65,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 0,00$ $g_{T_2} = 0,00$ $def = 0,00$	$ea = 127,00$ $ghidrs = 65,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 0,00$ $g_{T_2} = 0,00$ $def = 0,00$	$ea = 107,00$ $ghidrs = 65,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 0,00$ $g_{T_2} = 0,00$ $def = 0,00$	$ea = 100,00$ $ghidrs = 62,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 3,00$ $g_{T_2} = 0,00$ $def = 0,00$	$ea = 100,00$ $ghidrs = 42,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 15,00$ $g_{T_2} = 8,00$ $def = 0,00$	$ea = 100,00$ $ghidrs = 32,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 15,00$ $g_{T_2} = 10,00$ $def = 8,00$
Custo Imediato (\$)	0,00	0,00	0,00	30,00	350,00	4.400,00
Custo Ótimo (\$)	0,00		15,00		2.375,00	

Realizados os cálculos para o estágio 3, dá-se sequência ao processo recursivo, ou seja, todo o problema deve ser repetido para o estágio 2. Para cada problema resolvido deve ser observado o armazenamento final do estágio 2 e verificado o custo futuro correspondente. Se o armazenamento final for baixo, o custo futuro associado será mais alto.

A Figura 13 mostra a função de custo futuro correspondente ao estágio 3, que será utilizada na resolução do problema do estágio 2.

Figura 13 – Aproximação da FCF construída no estágio 3



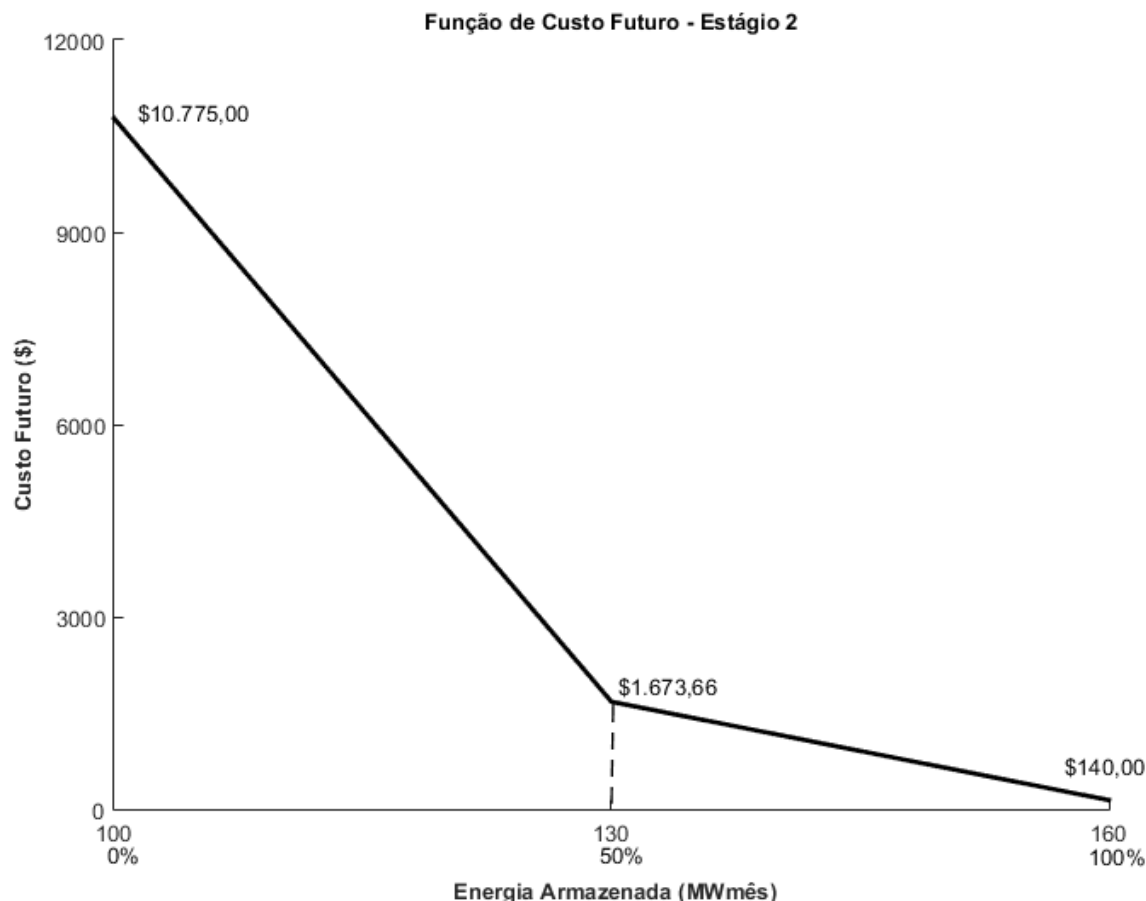
Os resultados da sequência de problemas resolvidos para cada nível de armazenamento e para cada cenário de afluência do estágio 2 é mostrada na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultado do cálculo da PDE para o estágio 2

Armazenamento (MWmês)	160		130		100	
	30	18	30	18	30	18
Afluência (MWmês)						
Decisão Ótima	$ea = 130,00$ $ghidrs = 60,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 5,00$ $g_{T_2} = 0,00$ $def = 0,00$	$ea = 130,00$ $ghidrs = 48,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 15,00$ $g_{T_2} = 2,00$ $def = 0,00$	$ea = 120,00$ $ghidrs = 40,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 15,00$ $g_{T_2} = 10,00$ $def = 0,00$	$ea = 108,00$ $ghidrs = 40,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 15,00$ $g_{T_2} = 10,00$ $def = 0,00$	$ea = 100,00$ $ghidrs = 30,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 15,00$ $g_{T_2} = 10,00$ $def = 10,00$	$ea = 100,00$ $ghidrs = 18,00$ $evert = 0,00$ $g_{T_1} = 15,00$ $g_{T_2} = 10,00$ $def = 22,00$
Custo Imediato (\$)	50,00	200,00	400,00	400,00	5.400,00	11.400,00
Custo Futuro (\$)	15,00	15,00	801,67	1.745,65	2.375,00	2.375,00
Custo Ótimo (\$)	140,00		1.673,66		10.775,00	

A aproximação da função de custo futuro do estágio 2 pode ser representada pela Figura 14.

Figura 14 – Aproximação da FCF construída no estágio 2



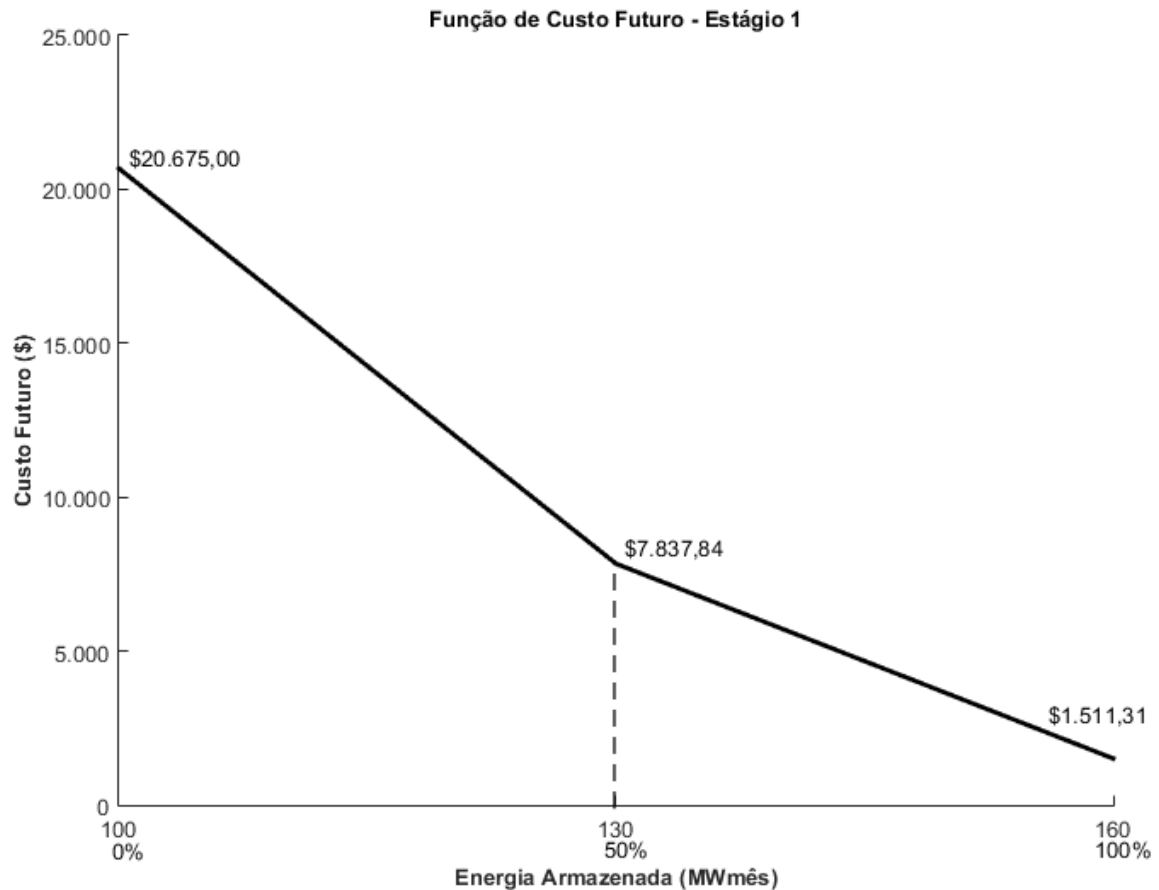
A mesma sequência de operações deve ser repetida para o estágio 1, e os resultados são mostrados na Tabela 11.

Tabela 11 – Resultado do cálculo da PDE para o estágio 1

Armazenamento (MWmês)	160		130		100	
	26	16	26	16	26	16
Afluência (MWmês)						
Decisão Ótima	$ea = 146,00$	$ea = 136,00$	$ea = 116,00$	$ea = 106,00$	$ea = 100,00$	$ea = 100,00$
	$ghidrs = 40,00$	$ghidrs = 40,00$	$ghidrs = 40,00$	$ghidrs = 40,00$	$ghidrs = 26,00$	$ghidrs = 16,00$
	$evert = 0,00$	$evert = 0,00$	$evert = 0,00$	$evert = 0,00$	$evert = 0,00$	$evert = 0,00$
	$g_{T_1} = 15,00$	$g_{T_1} = 15,00$	$g_{T_1} = 15,00$	$g_{T_1} = 15,00$	$g_{T_1} = 15,00$	$g_{T_1} = 15,00$
	$g_{T_2} = 10,00$	$g_{T_2} = 10,00$	$g_{T_2} = 10,00$	$g_{T_2} = 10,00$	$g_{T_2} = 10,00$	$g_{T_2} = 10,00$
	$def = 0,00$	$def = 0,00$	$def = 0,00$	$def = 0,00$	$def = 14,00$	$def = 24,00$
Custo Imediato (\$)	400,00	400,00	400,00	400,00	7.400,00	12.400,00
Custo Futuro (\$)	855,69	1.366,93	5.920,95	8.954,73	10.775,00	10.775,00
Custo Ótimo (\$)	1.511,31		7.837,84		20.675,00	

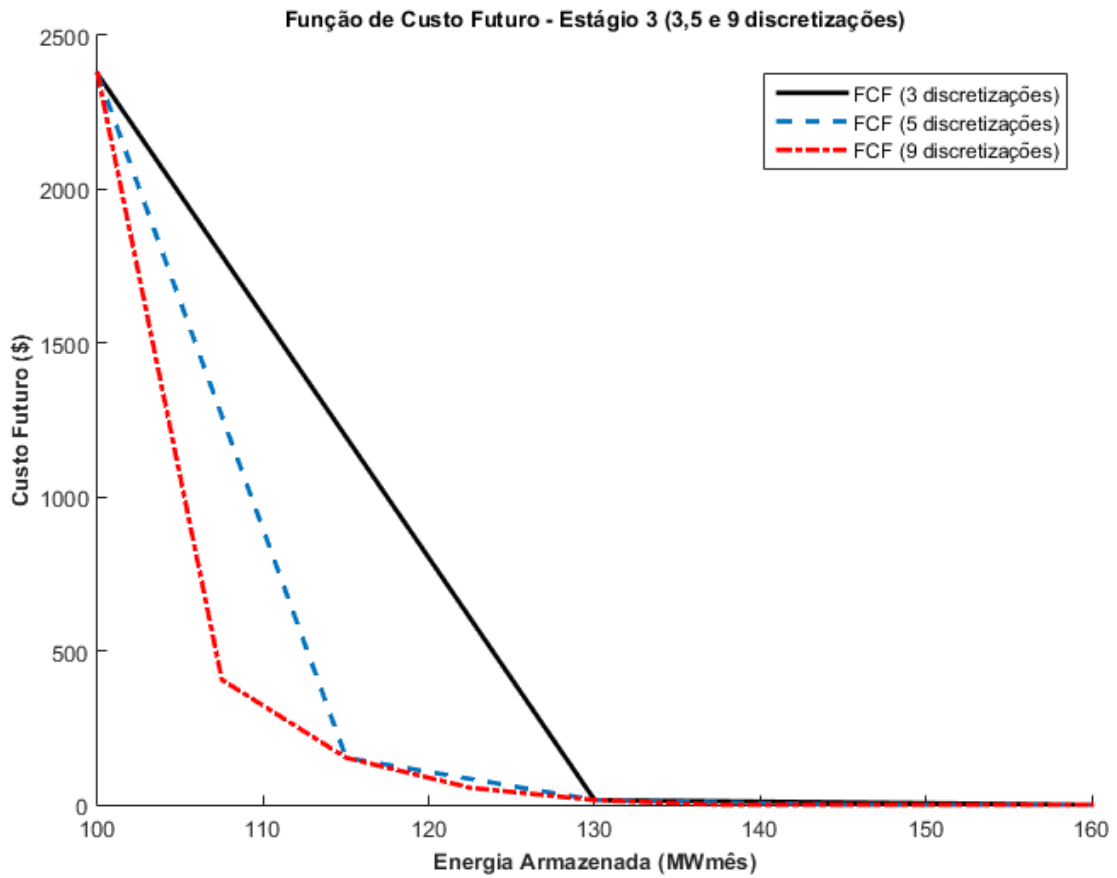
A Figura 15 ilustra a função de custo futuro do primeiro estágio. Portanto, se o reservatório da usina hidrelétrica estiver com 100 % de sua capacidade máxima no início do período de planejamento, o custo total esperado ao longo dos três estágios é \$ 1.511,31.

Figura 15 – Aproximação da FCF construída no estágio 1



Vale ressaltar que com o aumento do número de discretizações do reservatório, temos uma aproximação mais realista da FCF. A Figura 16 comprova esta afirmativa, onde é mostrada três funções de custo futuro construídas no estágio 3, considerando respectivamente, 3, 5 e 9 discretizações.

Figura 16 – Comparação entre as FCF's construídas no estágio 3



3.3.2 CONCLUSÕES

A PDE pode ser aplicada a problemas multiestágios e problemas com comportamento estocástico. A grande desvantagem do seu uso é o esforço computacional requerido na resolução do problema. Este esforço é resultante da necessidade da enumeração exaustiva de todas as possibilidades relativas às discretizações das variáveis de estado do problema e se torna mais grave, à medida que, se aumenta o número destas variáveis de estado. O número total de PPL's que devem ser resolvidos no processo da PDE é em tese determinado pela seguinte equação:

$$NPPL = NC \times NE \times ND^{NR} \quad (3.12)$$

Onde:

$NPPL$	Número total de problemas de programação linear.
NC	Número de cenários de afluências.
NE	Número de estágios do período de estudo considerado.
ND	Número de discretizações do reservatório equivalente de energia.
NR	Número de reservatórios equivalentes de energia.

3.4 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA E ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS (PDE-*CONVEX HULL*)

3.4.1 ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS

Conforme visto anteriormente, o algoritmo de PDE constrói a FCF discretizando o espaço de estados (energia armazenada do sistema) em um conjunto de valores e resolvendo o problema do despacho ótimo para cada uma dessas discretizações. Os valores intermediários do custo que não estão definidos explicitamente são obtidos através da interpolação dos valores obtidos para as discretizações.

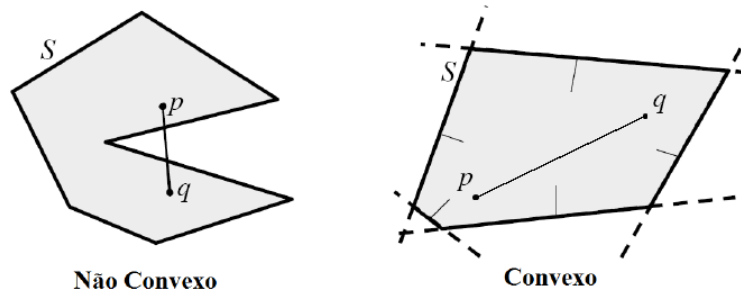
Com o aumento do número de reservatórios, esta interpolação dos pontos obtidos para a construção da função de custo futuro torna-se uma tarefa complexa, pois os planos de interpolação não são visualizados de forma trivial [14].

Desta forma, ainda conforme [14], o algoritmo *Convex Hull* é utilizado na obtenção da FCF em função dos pontos obtidos pela PDE. O algoritmo de fechos convexos é capaz de tratar geometricamente o problema da obtenção dos hiperplanos para um número qualquer de dimensões consideradas com a garantia dos hiperplanos formarem um conjunto convexo. Esta garantia, de que o conjunto formado é convexo, é importante para que a função de custo futuro possa ser representada como uma função linear por partes de maneira que os problemas possam ser resolvidos por programação linear.

Outro fator importante para a utilização do algoritmo de fechos convexos é que o número de combinações possíveis para a seleção de pontos a formar cada hiperplano pode ser alta, com conseqüente alto número de hiperplanos obtidos, porém o algoritmo de fechos convexos é capaz de fazer com que hiperplanos coplanares sejam fundidos, caracterizado em uma redução no número de planos quando comparado a um algoritmo de PDE convencional.

A Figura 17 exemplifica a definição básica de conjuntos convexos.

Figura 17 – Exemplos de conjunto convexo e não-convexo



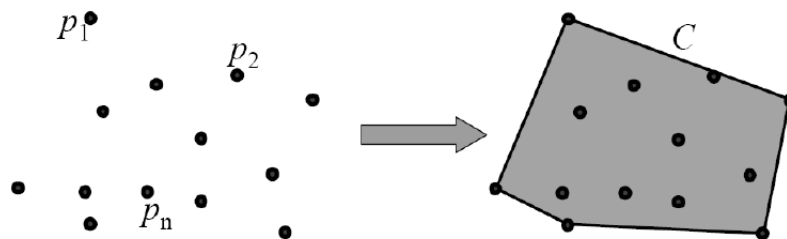
Fonte: [83]

A definição básica pode ser enunciada da seguinte forma:

Um conjunto S é convexo se para quaisquer dois pontos $p, q \in S$, qualquer combinação convexa de p e q também pertence a S .

O algoritmo de fechos convexos apresenta, a partir de um conjunto de pontos fornecidos, o menor polígono convexo que contém os pontos dados, conhecido como fecho convexo. Desta forma, este algoritmo pode ser utilizado para a montagem da função de custo futuro em função dos pontos obtidos pela discretização dos estados do problema. A Figura 18 ilustra esta definição.

Figura 18 – Exemplos de fechos convexos

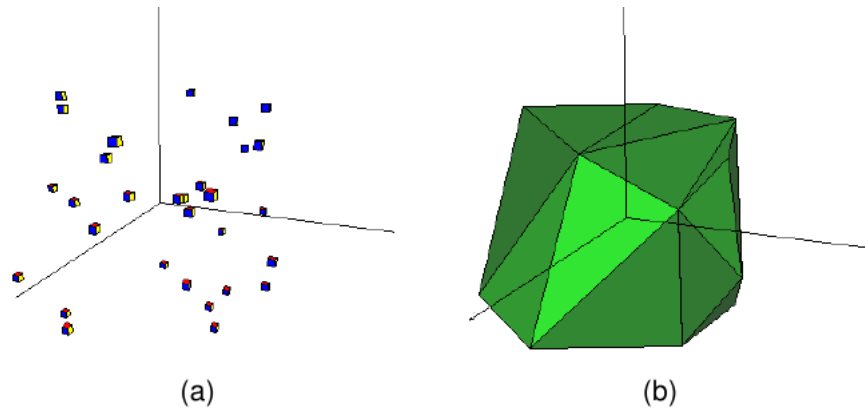


Fonte: [83]

Na literatura técnica existem diversos algoritmos de fechos convexos, como exemplo temos o algoritmo de Graham, o algoritmo de Jarvis e o algoritmo *QuickHull* [41].

Segundo [14], o algoritmo de fechos convexos consegue resolver problemas com dimensões superiores. A Figura 19, extraída de [14], apresenta o resultado da aplicação do algoritmo para uma aplicação tridimensional.

Figura 19 – Conjunto convexo no plano tridimensional: (a) Conjunto aleatório de pontos e (b) Conjunto convexo obtido



Fonte: [14]

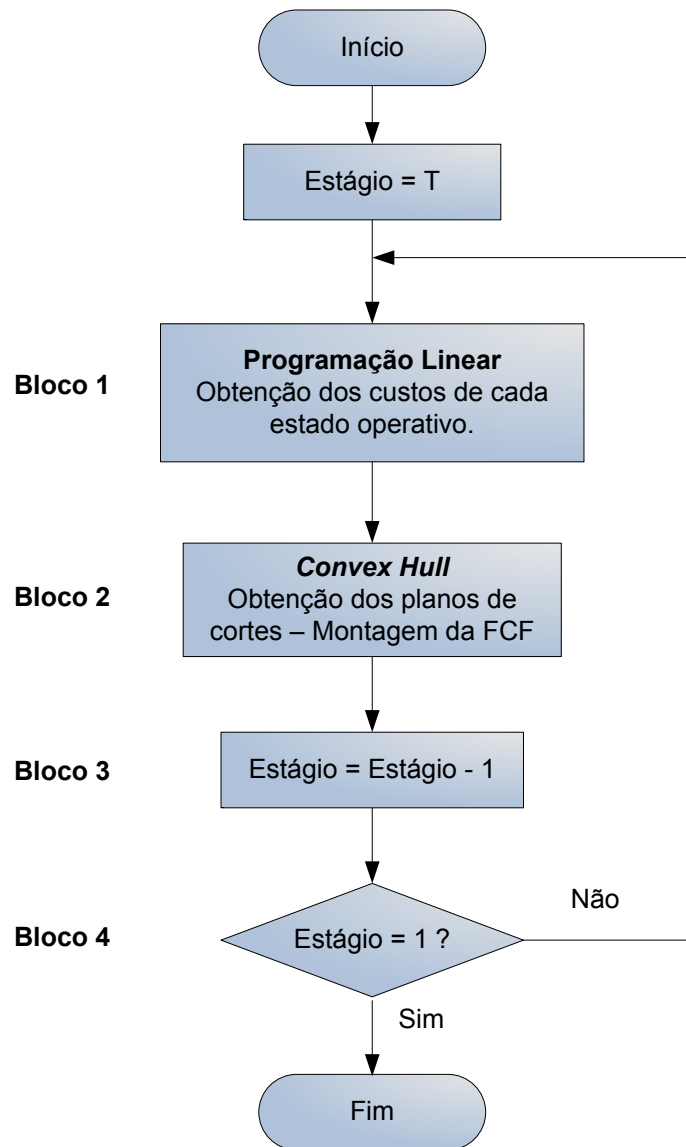
3.4.2 INTERAÇÃO PDE E ALGORITMO DE FECHOS CONVEXOS

Dado os pontos correspondentes à solução ótima de cada um dos estados dos problemas de coordenação hidrotérmica, o algoritmo indica o conjunto de hiperplanos que correspondem a um fecho convexo, que são utilizados como uma aproximação linear das funções de custo futuro para cada estágio do problema.

Conforme [14], os passos do algoritmo de solução são mostrados na Figura 20, e são descritos da seguinte forma:

1. Inicia-se pelo último estágio ($t = T$).
2. No Bloco 1 são obtidos os custos operacionais médios para cada estado operativo, através de programação linear.
3. No Bloco 2 o conjunto de pontos que relacionam armazenamento do reservatório e custo ótimo obtido anteriormente é fornecido ao algoritmo *QuickHull*, obtendo o conjunto reduzido de planos que compõem o fecho convexo. Estes planos são utilizados para a modelagem da FCF.
4. No Bloco 3 há um decremento no número do estágio.
5. As FCFs obtidas entram como restrição na análise do próximo estágio ($t-1$), sendo este procedimento repetido até que se atinja o primeiro estágio.
6. O critério de parada está representado através do Bloco 4.

Figura 20 – Algoritmo da obtenção das funções de custo futuro utilizando fechos convexos

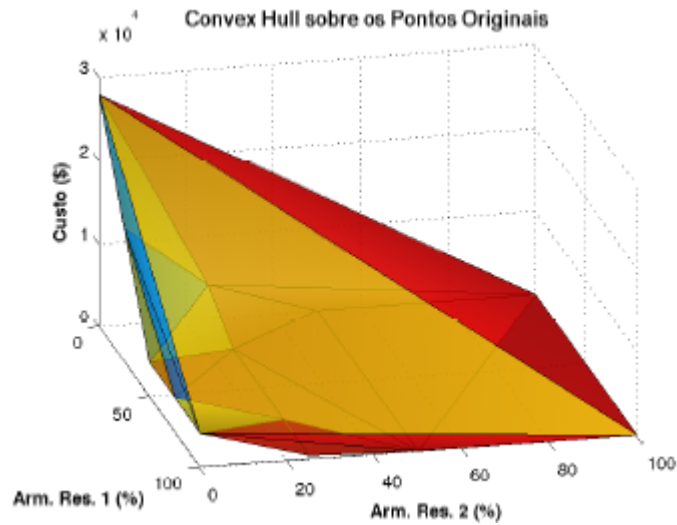


Fonte: [14]

Conforme mostrado anteriormente, Figura 19, o algoritmo de fechos convexos gera um invólucro convexo para o conjunto de pontos determinados pela dinâmica da PDE. Portanto, são utilizados planos que não fazem parte da solução do problema. A utilização destes planos torna-se impraticável, pois acrescenta restrições de custo que não representam o problema em questão.

Um exemplo de fecho convexo para dois reservatórios é mostrado na Figura 21, que foi extraída da referência [83].

Figura 21 – Invólucro convexo obtido do algoritmo de fechos convexos

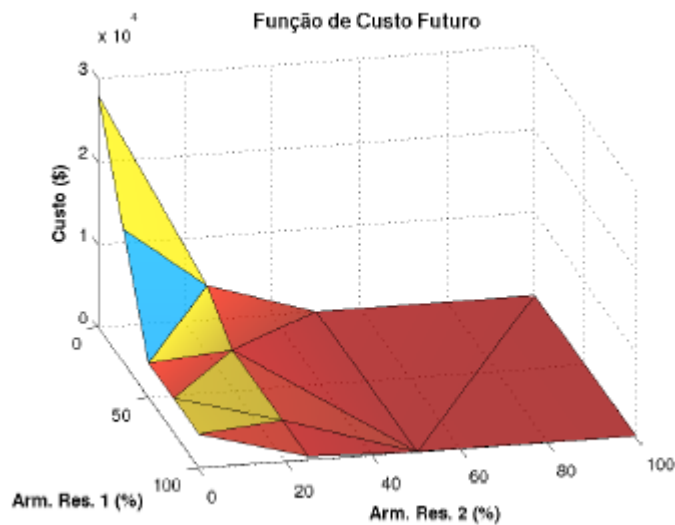


Fonte: [83]

Portanto, é necessário um tratamento do conjunto de planos obtidos, com o intuito de eliminar os planos que “cobrem” o conjunto convexo. Além disso, os cortes que são praticamente coplanares podem ser mesclados, para isto, basta eliminar os cortes que possuem coeficientes muito próximos de acordo com uma tolerância especificada.

Desta forma, obtém-se o conjunto de planos de cortes que aproximam a função de custo futuro, conforme Figura 22.

Figura 22 – Conjunto de planos de corte que aproximam a FCF



Fonte: [83]

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados detalhes da modelagem matemática do problema de planejamento da operação de médio prazo via sistemas equivalentes de energia.

O capítulo apresentou também a característica geral deste tipo de problema, justificando a utilização da PDE na resolução do mesmo. Neste momento, foi desenvolvido um exemplo didático mostrando a dinâmica da PDE na obtenção das FCF's.

Por fim, apresentou-se uma descrição das técnicas de PDE com a utilização do algoritmo de fechos convexos (*convex hull*).

4 METODOLOGIA PROPOSTA: PDE-INT

4.1 INTRODUÇÃO

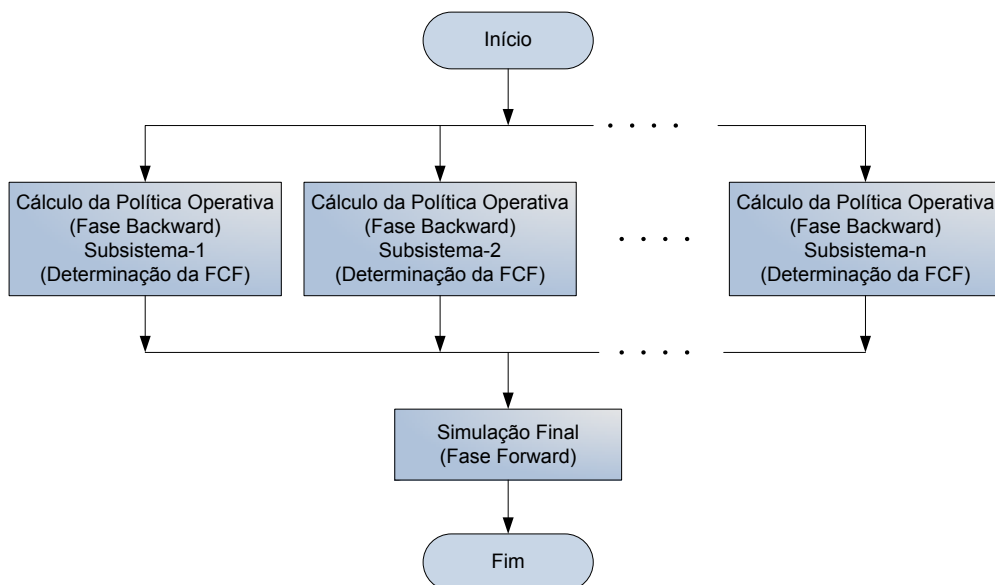
Como mencionado anteriormente, dependendo do número de reservatórios considerados, o número de estados discretizados pode ser muito elevado quando se utiliza a PDE na resolução da política eletroenergética, devido ao fato de que muitos problemas de otimização devem ser resolvidos.

Porém, quando há muitas discretizações, não somente o número de PPL's torna-se alto, mas também o número de hiperplanos obtidos pelo algoritmo de fechos convexos pode tornar os PPL's mais complexos devido ao excessivo número de restrições presentes na composição da FCF no problema. Este aumento do número de cortes no problema faz com que a resolução da política eletroenergética seja um processo de maior custo computacional.

Desta forma, a metodologia proposta tem como objetivo a resolução do problema de planejamento hidrotérmico através da resolução de um menor número de PPL's e ainda tornar cada PPL menos complexo em virtude das variáveis de estado que serão discretizadas. Isto é possível, uma vez que, para cálculo da política energética, os subsistemas equivalentes são considerados isolados e assim as variáveis de estado que serão discretizadas para cada reservatório equivalente são a energia armazenada e o intercâmbio líquido do subsistema.

Conforme mencionado, para o cálculo da política operativa, os subsistemas são considerados isolados, e a simulação final é efetuada com todos os subsistemas ao mesmo tempo. A Figura 23 mostra esta dinâmica realizada na resolução do problema quando se utiliza a metodologia proposta neste trabalho.

Figura 23 – Fluxograma do processo de solução: PDE-INT



4.2 CÁLCULO DA POLÍTICA OPERATIVA (DETERMINAÇÃO DAS FCF'S - RECURSÃO *BACKWARD*)

Os passos do algoritmo proposto para cálculo da política energética são mostrados na Figura 24. Inicialmente, pode-se observar que no algoritmo proposto, para cálculo da política energética, as FCF's são obtidas separadamente para cada subsistema. Observa-se que, seguindo a técnica de programação dinâmica, o processo inicia-se pelo último estágio ($t = T$).

No Passo 1, através de programação linear, obtém-se os custos de operação para cada discretização das variáveis de estados, que neste caso é a energia armazenada e o intercâmbio líquido do subsistema, e em função de cada cenário de afluência.

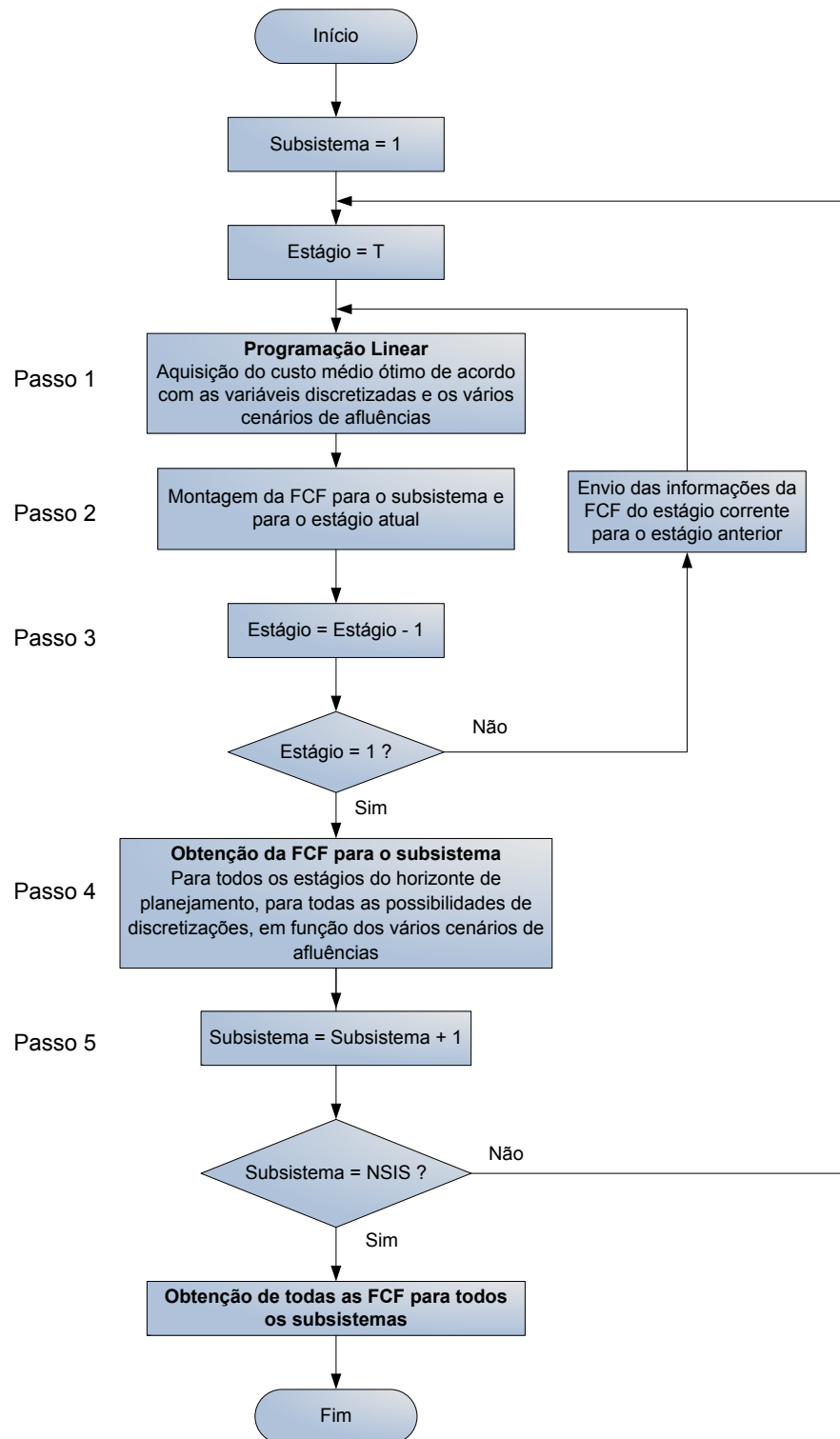
No Passo 2 são obtidos os custos operacionais médios, em relação aos diversos cenários de afluências e às variáveis discretizadas. O conjunto de pontos que relacionam o valor da energia armazenada e do intercâmbio líquido do subsistema com o custo ótimo obtido anteriormente é fornecido ao algoritmo *Convex Hull*, obtendo o conjunto reduzido de planos que compõem o fecho convexo. Estes planos são utilizados para a modelagem da FCF para este estágio, associado ao devido subsistema.

No Passo 3 há um decremento no número do estágio. As FCF's obtidas entram como restrição na análise do próximo estágio, sendo este procedimento repetido até que se atinja o primeiro estágio. Vale ressaltar que nestas restrições são consideradas somente a energia armazenada inicial e o seu custo futuro correspondente.

No Passo 4, obtém-se as FCF's para todo o horizonte de planejamento para um determinado subsistema.

No Passo 5 há um incremento no número do subsistema, sendo que este procedimento é repetido até que se atinja o número máximo de subsistemas. Esta verificação é realizada no próximo bloco, que representa o critério de parada.

Figura 24 – Algoritmo proposto para obtenção das FCF's



De forma simplificada, conforme o Passo 1 do algoritmo proposto, considerando um subsistema específico i , período t e somente um patamar de mercado e déficit, o problema de programação linear que deve ser solucionado nesta recursão é:

Função Objetivo:

$$z_t = \min \left(\psi_{T_{i,t}} \times g_{T_{i,t}} + \psi_{D_i} \times def_{i,t} + \psi_{V_i} \times evert_{i,t} + \alpha_{t+1} \right) \quad (4.1)$$

Onde:

$\psi_{T_{i,t}}$	Custo da geração térmica do subsistema i no período t (\$/MWh).
$g_{T_{i,t}}$	Geração térmica do subsistema i no período t (MWmédio).
ψ_{D_i}	Custo de déficit do subsistema i (\$/MWh).
$def_{i,t}$	Déficit de geração no subsistema i no período t (MWmédio).
ψ_{V_i}	Penalização pelo vertimento do subsistema i (\$/MWh).
$evert_{i,t}$	Energia vertida no subsistema i no período t (MWmédio).
α_{t+1}	Valor do custo futuro associado a decisão atual (\$ x 730).

Equação de Balanço Energético:

$$ea_{i,t+1} + ghids_{i,t} + evert_{i,t} = EA_{i,t} + EC_{i,t} \quad (4.2)$$

Onde:

$ea_{i,t+1}$	Energia armazenada no subsistema i no final do período t (MWmês).
$ghids_{i,t}$	Geração hidráulica do subsistema i no período t (MWmês).
$EA_{i,t}$	Energia armazenada no subsistema i no início do período t (MWmês).
$EC_{i,t}$	Energia controlável no subsistema i no período t (MWmês).

Equação de Atendimento à Demanda:

$$ghids_{i,t} + g_{T_{i,t}} + def_{i,t} = DEMLIQ_{i,t} - INTLIQ_{i,t} \quad (4.3)$$

Onde:

$DEMLIQ_{i,t}$	Demanda líquida do subsistema i no período t (MWmédio).
$INTLIQ_{i,t}$	Intercâmbio líquido do subsistema i no período t (MWmédio).

Equação da FCF (tantas equações quantos forem os números de cortes):

$$COEFA_{i,t} \times ea_{i,t+1} - \alpha_{t+1} \leq -COEFC_t \quad (4.4)$$

Onde:

$COEFA_{i,t}$ Coeficiente relativo à variável energia armazenada final no subsistema i para composição da FCF do período t .

$COEFC_t$ Coeficiente relativo ao termo independente para composição da FCF do período t .

Sobre a utilização das funções de custo futuro no cálculo da política operativa, alguns aspectos devem ser observados:

- O processo recursivo é realizado do estágio final ao estágio inicial, portanto, para o último estágio não é possível incluir as consequências operativas considerando efeitos de períodos posteriores, ou seja, o último estágio não possui custo futuro associado.
- Nesta recursão obtêm-se o conjunto de pontos que relacionam o valor da energia armazenada inicial e do intercâmbio líquido do subsistema com o custo ótimo obtido. Entretanto, as funções de custo futuro serão somente em função da energia armazenada, conforme mostrado na equação (4.4). Salienta-se ainda, que a informação sobre o intercâmbio líquido do subsistema será de fundamental importância para a simulação final.

Com a metodologia proposta, no cálculo da política, o número de PPL's a serem resolvidos no processo é determinado pela seguinte equação:

$$NPPL = NC \times NE \times NR \times ND^2 \quad (4.5)$$

Comparando esta equação com a equação (3.12), tem-se que:

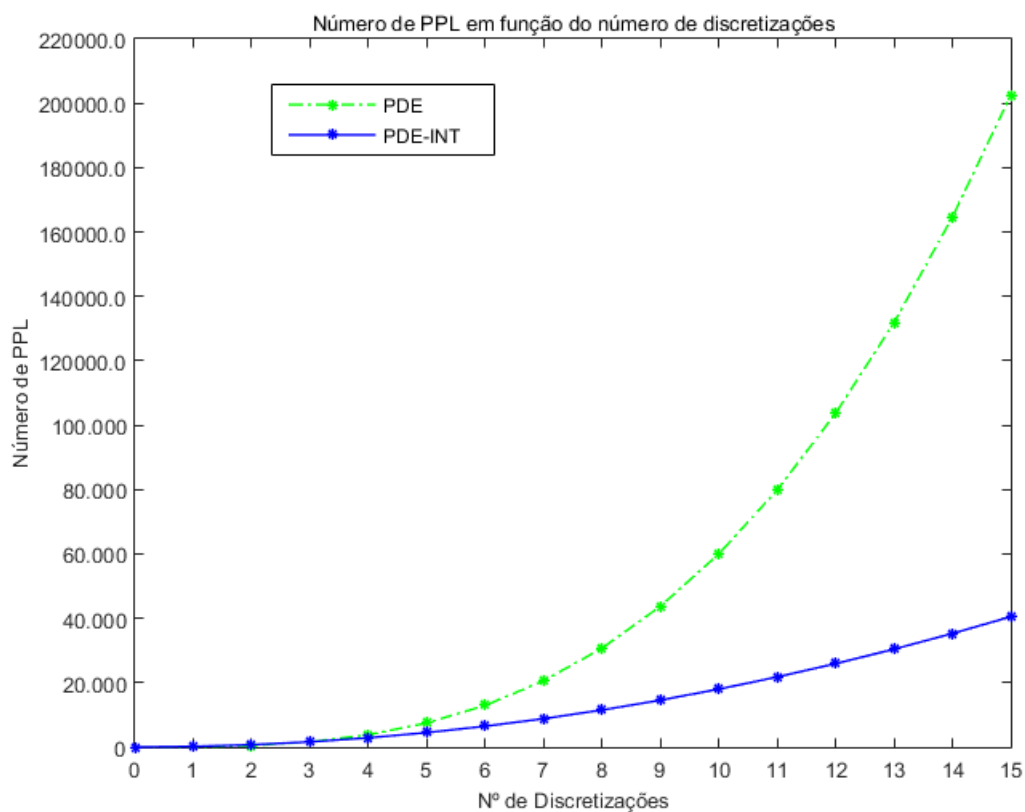
$$\frac{NPPL_{PDE}}{NPPL_{PDE-INT}} = \frac{ND^{NR-2}}{NR} \quad (4.6)$$

Pode-se observar pela equação (4.6) que quando há três ou mais reservatórios, e ainda aumenta-se o número de discretizações, tem-se um número menor de PPL's a serem resolvidos, quando se utiliza a metodologia proposta.

A Figura 25 mostra uma comparação entre o número de PPL's que devem ser resolvidos na PDE convencional e na PDE-INT, considerando $NR = 3$, $NE = 60$ e $NC = 1$.

Observa-se que quando há um aumento no número de discretizações dos reservatórios equivalentes, a metodologia proposta exige um esforço computacional muito menor com a resolução de menos PPL's.

Figura 25 – Número de PPL em função do número de discretizações



A Tabela 12 apresenta uma análise comparativa para o SIN, utilizando quatro subsistemas equivalentes ($NR = 4$), período de planejamento de cinco anos, ou seja, sessenta meses ($NE = 60$) e utilizando o número de cenários de afluições do histórico brasileiro, do ano de 1931 a 2011 ($NC = 80$). Por esta tabela fica evidente o ganho que se tem na dimensionalidade do problema quando se utiliza a metodologia proposta, principalmente quando há um aumento no número de discretizações.

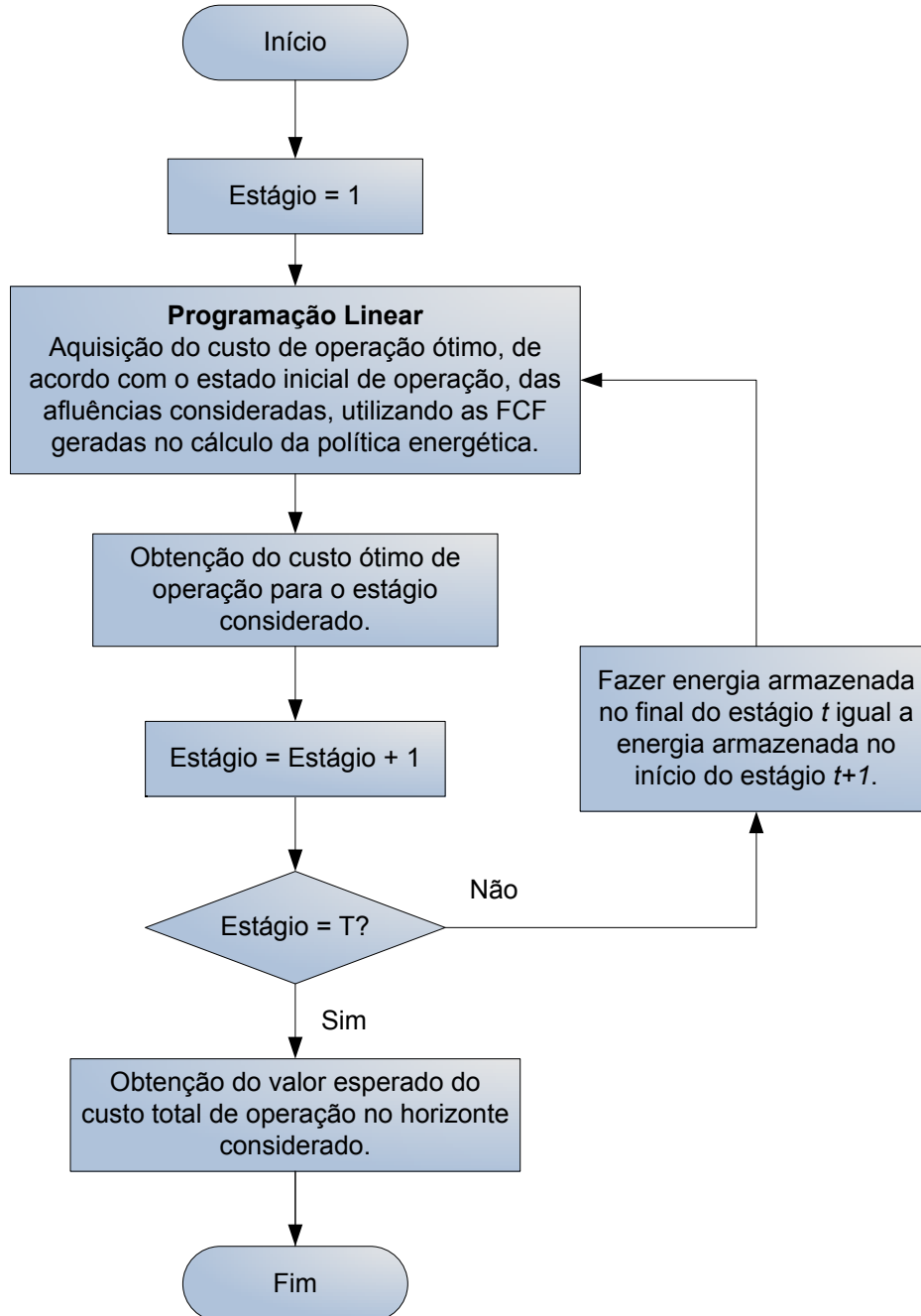
Tabela 12 – Comparação entre o número de PPL's a serem resolvidos

Número de Discretizações	Número de PPL's	
	PDE – <i>Convex Hull</i>	PDE-INT
3	388.800	172.800
5	3.000.000	480.000
7	11.524.800	940.800
9	31.492.800	1.555.200
11	70.276.800	2.323.200

4.3 SIMULAÇÃO FINAL (RECURSÃO *FORWARD*)

Para cálculo da simulação final, o algoritmo proposto pode ser sintetizado pelo fluxograma mostrado na Figura 26.

Figura 26 – Algoritmo proposto para cálculo do valor esperado do custo total de operação



De forma reduzida, o problema de programação linear que deve ser solucionado nesta recursão é:

Função Objetivo:

$$z_t = \min \left[\sum_{i=1}^{NSIS} \left(\psi_{T_{i,t}} \times g_{T_{i,t}} + \psi_{D_i} \times def_{i,t} + \psi_{V_i} \times evert_{i,t} + \alpha_{i,t+1} \right) \right] \quad (4.7)$$

Onde:

$NSIS$	Número de subsistemas.
$\psi_{T_{i,t}}$	Custo da geração térmica do subsistema i no período t (\$/MWh).
$g_{T_{i,t}}$	Geração térmica do subsistema i no período t (MWmédio).
ψ_{D_i}	Custo de déficit do subsistema i (\$/MWh).
$def_{i,t}$	Déficit de geração no subsistema i no período t (MWmédio).
ψ_{V_i}	Penalização pelo vertimento do subsistema i (\$/MWh).
$evert_{i,t}$	Energia vertida no subsistema i no período t (MWmédio).
$\alpha_{i,t+1}$	Valor do custo futuro do subsistema i associado a decisão atual (\$ x 730).

Equação de Balanço Energético (uma equação para cada subsistema i):

$$ea_{i,t+1} + ghids_{i,t} + evert_{i,t} = EA_{i,t} + EC_{i,t} \quad (4.8)$$

Onde:

$ea_{i,t+1}$	Energia armazenada no subsistema i no final do período t (MWmês).
$ghids_{i,t}$	Geração hidráulica do subsistema i no período t (MWmês).
$EA_{i,t}$	Energia armazenada no subsistema i no início do período t (MWmês).
$EC_{i,t}$	Energia controlável no subsistema i no período t (MWmês).

Equação de Atendimento à Demanda (uma equação para cada subsistema i):

$$ghids_{i,t} + g_{T_{i,t}} + def_{i,t} + intliq_{i,t} = DEMLIQ_{i,t} \quad (4.9)$$

Onde:

$int_{liq_i,t}$ Intercâmbio líquido no subsistema i no período t (MWmédio).

$DEMLIQ_{i,t}$ Demanda líquida do subsistema i no período t (MWmédio).

Equação de Intercâmbio Líquido (uma equação para cada subsistema i):

$$int_{liq_i,t} = \sum int_{imp_i,t} - \sum int_{exp_i,t} \quad (4.10)$$

Onde:

$\sum int_{imp_i,t}$ Somatório dos intercâmbios de energia de outros subsistemas para o subsistema i no período t (MWmédio).

$\sum int_{exp_i,t}$ Somatório dos intercâmbios de energia do subsistema i para outros subsistemas no período t (MWmédio).

Equação de Nó Fictício:

$$\sum_{i=1}^{NSIS} int_{liq_i,t} = 0 \quad (4.11)$$

$$\sum_{i=1}^{NSIS} int_{liq_i,t+1} = 0 \quad (4.12)$$

Onde:

$int_{liq_i,t+1}$ Intercâmbio líquido do subsistema i no período $t + 1$ (MWmédio).

Equação da FCF (tantas equações quantos forem os números de cortes para cada subsistema i):

$$COEFA_{i,t} \times ea_{i,t+1} + COEFB_{i,t} \times int_{liq_i,t+1} - \alpha_{i,t+1} \leq -COEFC_{i,t} \quad (4.13)$$

Onde:

$COEFA_{i,t}$ Coeficiente relativo à variável energia armazenada final no subsistema i para composição da FCF.

$COEFB_{i,t}$ Coeficiente relativo à variável intercâmbio líquido no subsistema i para composição da FCF.

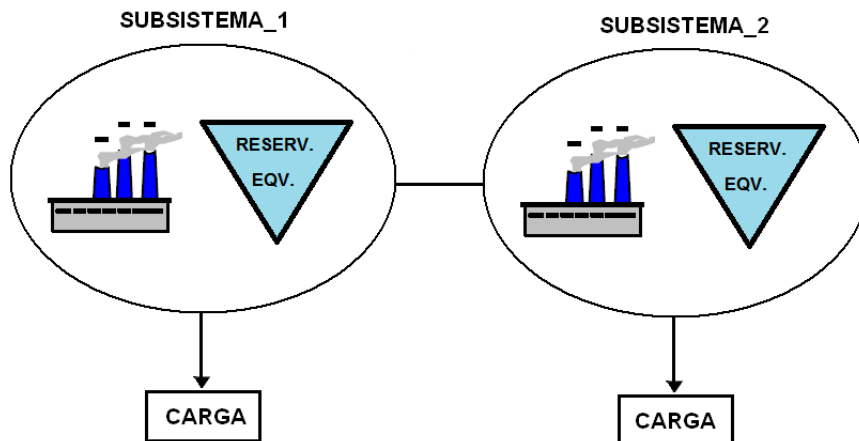
$COEFC_{i,t}$ Coeficiente relativo ao termo independente no subsistema i para composição da FCF.

Ressalta-se que nestas formulações apresentadas faz-se a convenção de utilizar nomenclatura com letras minúsculas para as variáveis de decisão e letras em caixa alta para os parâmetros constantes na otimização.

4.4 EXEMPLO DIDÁTICO

Para exemplificar o uso do algoritmo proposto na resolução do problema de planejamento hidrotérmico será utilizado um exemplo didático, representado na Figura 27, adaptada de [5], que é composto por dois subsistemas equivalentes e o horizonte de planejamento é de três estágios. Com o objetivo de mostrar a coerência dos resultados quando se utiliza a metodologia proposta, o custo de operação para estes três estágios são comparados com uma solução ótima que foi obtida utilizando a Programação Dinâmica Determinística (PDD). Ressalta-se ainda, que é permitido o intercâmbio de energia entre os dois subsistemas até o limite máximo de intercâmbio.

Figura 27 – Representação do sistema utilizado no exemplo didático: PDE-INT



Os dados dos subsistemas equivalentes são apresentados através da Tabela 13 e são estáticos, com configuração hidrotérmica e mercado não variando ao longo dos três estágios.

Tabela 13 – Parâmetros dos subsistemas equivalentes utilizado no exemplo didático.

Subsistema	Energia Armazenada Mínima (MWmês)	Energia Armazenada Máxima (MWmês)	Geração Hidráulica Máxima (MWmédio)
1	0	140	100
2	0	140	100

Os dados referentes às gerações das usinas térmicas por subsistemas também não variam ao longo dos estágios e são mostrados na Tabela 14.

Tabela 14 – Parâmetros das gerações termelétricas por subsistemas consideradas no exemplo didático.

Termelétrica	Custo (\$/MWh)	Geração Máxima (MWmédio)	Geração Mínima (MWmédio)
GT-1	10	15	0
GT-2	25	10	0

Para efeito de simplificação será utilizado somente um cenário de afluência, e este será o mesmo para os dois subsistemas, conforme mostrado na Tabela 15.

Tabela 15 – Valores de afluências considerados

Estágio	Afluência (MWmês)
1	23
2	19
3	15

O mercado será fixo para os três estágios no valor de 40 MWmédio para o Subsistema 1 e 60 MWmédio para o Subsistema 2, com custo de déficit de 500 \$/MWh e o valor máximo de intercâmbio de energia entre os subsistemas é de 20 MWmédio. Como será utilizado o intercâmbio líquido, o valor do mesmo poderá variar entre - 20 MWmédio e + 20 MWmédio. O valor negativo significa que o subsistema está exportando energia e o

valor positivo significa que o subsistema está importando energia.

Cálculo da Política Operativa (Recursão *Backward*):

Serão utilizadas três discretizações da energia armazenada inicial e do intercâmbio líquido dos subsistemas. Portanto, as combinações possíveis para as variáveis de estado são mostradas na Tabela 16, abaixo:

Tabela 16 – Combinações possíveis para as variáveis de estado discretizadas

Energia Armazenada Inicial (MWmês)	Intercâmbio (MWmédio)
140	20
140	0
140	- 20
70	20
70	0
70	- 20
0	20
0	0
0	- 20

Conforme exposto no algoritmo:

- O processo é recursivo no sentido inverso do tempo, ou seja, se inicia no estágio $t = 3$;
- Como se trata do último estágio o termo α_{t+1} é nulo;
- Começando pelo Subsistema 1, energia armazenada inicial de 140 MWmês e intercâmbio líquido de 20 MWmédio, o problema se configura da seguinte forma:

Função Objetivo:

$$z_t = \min (10 \times g_{T_{1,3}} + 500 \times def_{1,3} + 0,01 \times evert_{1,3})$$

Sujeito a:

$$ea_{1,t+1} + ghidrs_{1,3} + evert_{1,3} = EA_{1,3} + EC_{1,3} \quad (\text{equação de balanço energético})$$

$$ghidrs_{1,3} + g_{T_{1,3}} + def_{1,3} = 40 - INTLIQ_{1,3} \quad (\text{equação de atendimento à demanda})$$

Dentro dos limites das variáveis:

$$0 \leq ea_{1,t+1} \leq 140 \quad (\text{armazenamento do sistema})$$

$$0 \leq ghidrs_{1,3} \leq 100 \quad (\text{geração hidráulica do sistema})$$

$$evert_{1,3} \geq 0 \quad (\text{vertimento do sistema})$$

$$0 \leq g_{T_{1,3}} \leq 15 \quad (\text{geração térmica})$$

$$def_{1,3} \geq 0 \quad (\text{déficit do sistema})$$

Os valores de $EA_{1,3}$ (energia armazenada inicial), $EC_{1,3}$ (energia controlável) e $INTLIQ_{1,3}$ (intercâmbio líquido), referentes ao subsistema 1 no estágio 3, variam de acordo com a dinâmica da PDE e, portanto, é possível obter a Tabela 17, que contém os custos relacionados obtidos pelo processo da PDE.

Ressalta-se que por se tratar do último estágio, não possuindo FCF, o processo de resolução é direto e não se utiliza a inserção de cortes para o referido estágio.

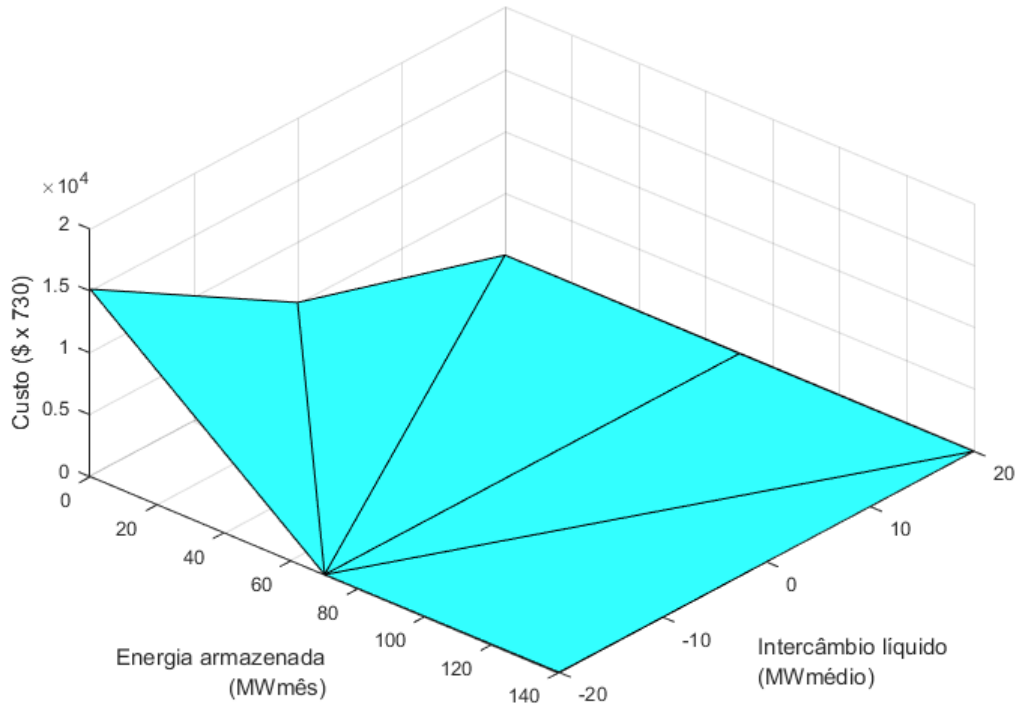
Tabela 17 – Custos obtidos para o subsistema 1 e estágio 3

Energia Armazenada Inicial (MWmês)	Intercâmbio (MWmédio)	Custo Esperado (\$)
140	20	0,00
140	0	0,00
140	- 20	0,00
70	20	0,00
70	0	0,00
70	- 20	0,00
0	20	50,00
0	0	5.150,00
0	- 20	15.150,00

Dados os pontos obtidos pelas variáveis de estado discretizadas e os respectivos custos esperados, utiliza-se o algoritmo *Convex Hull* para obtenção dos cortes que representam

a FCF, como indicado na Figura 28.

Figura 28 – Conjunto de planos de corte que aproximam a FCF para o Subsistema 1 e Estágio 3



Os coeficientes dos cortes obtidos para a FCF são apresentados na Tabela 18 e serão utilizados no estágio 2.

Tabela 18 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 1 e estágio 3

$Corte(i)$	$COEFA_i$	$COEFB_i$	$COEFC_i$
1	- 0,7143	0	50
2	- 146,429	- 255	5.150
3	- 216,429	- 500	5.150

Entretanto, conforme dito anteriormente, as restrições que representam a FCF que serão utilizadas para o estágio 2 são somente em função da energia armazenada inicial. A representação utilizando o intercâmbio líquido será utilizada na simulação final.

Iniciando o processo de resolução para o estágio 2, tem-se:

Função Objetivo:

$$z_t = \min \left(10 \times g_{T_{1,2}} + 500 \times def_{1,2} + 0,01 \times evert_{1,2} + \alpha_{1,3} \right)$$

Sujeito a:

$$ea_{1,3} + ghids_{1,2} + evert_{1,2} = EA_{1,2} + EC_{1,2} \quad (\text{equação de balanço energético})$$

$$ghids_{1,2} + g_{T_{1,2}} + def_{1,2} = 40 - INTLIQ_{1,2} \quad (\text{equação de atendimento à demanda})$$

Dentro dos limites das variáveis:

$$0 \leq ea_{1,3} \leq 140 \quad (\text{armazenamento do sistema})$$

$$0 \leq ghids_{1,2} \leq 100 \quad (\text{geração hidráulica do sistema})$$

$$evert_{1,2} \geq 0 \quad (\text{vertimento do sistema})$$

$$0 \leq g_{T_{1,2}} \leq 15 \quad (\text{geração térmica})$$

$$def_{1,2} \geq 0 \quad (\text{déficit do sistema})$$

$$\alpha_{1,3} \geq 0 \quad (\text{custo futuro})$$

Com as seguintes inequações relacionadas aos cortes gerados no estágio 3:

$$-0,7143 \times ea_{1,3} - \alpha_{1,3} \leq -50 \quad (\text{corte 1})$$

$$-146,429 \times ea_{1,3} - \alpha_{1,3} \leq -5.150 \quad (\text{corte 2})$$

$$-216,429 \times ea_{1,3} - \alpha_{1,3} \leq -5.150 \quad (\text{corte 3})$$

Da mesma forma que o estágio 3, os valores de $EA_{1,2}$, $EC_{1,2}$ e $INTLIQ_{1,2}$ variam de acordo com a dinâmica da PDE e, portanto, temos na Tabela 19 os resultados dos custos do estágio 2.

Tabela 19 – Custos obtidos para o subsistema 1 e estágio 2

Energia Armazenada Inicial (MWmês)	Intercâmbio (MWmédio)	Custo Esperado (\$)
140	20	0,00
140	0	0,00
140	- 20	100,00
70	20	0,71
70	0	15,00
70	- 20	85,00
0	20	3.250,00
0	0	8.300,00
0	- 20	18.300,00

Conforme mencionado anteriormente, utiliza-se o algoritmo *Convex Hull* para obtenção dos cortes que representam a FCF. Os coeficientes dos cortes obtidos para a FCF são apresentados na Tabela 20 e serão utilizados no estágio 1.

Tabela 20 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 1 e estágio 2

$Corte(i)$	$COEFA_i$	$COEFB_i$	$COEFC_i$
1	- 0,010143	0	1,42
2	- 189,5	- 252,5	8.300
3	- 260,214	- 500	8.300
4	- 0,418143	- 0,714	44,26
5	- 1,21414	- 3,5	100
6	- 46,4183	- 0,714	3.264,27
7	- 47,2143	- 3,5	3.320

Iniciando o processo de resolução do estágio 1, tem-se:

Função Objetivo:

$$z_t = \min (10 \times g_{T_{1,1}} + 500 \times def_{1,1} + 0,01 \times evert_{1,1} + \alpha_{1,2})$$

Sujeito a:

$$ea_{1,2} + ghidrs_{1,1} + evert_{1,1} = EA_{1,1} + EC_{1,1} \quad (\text{equação de balanço energético})$$

$$ghidrs_{1,1} + g_{T_{1,1}} + def_{1,1} = 40 - INTLIQ_{1,1} \quad (\text{equação de atendimento à demanda})$$

Dentro dos limites das variáveis:

$$0 \leq ea_{1,2} \leq 140 \quad (\text{armazenamento do sistema})$$

$$0 \leq ghidrs_{1,1} \leq 100 \quad (\text{geração hidráulica do sistema})$$

$$evert_{1,1} \geq 0 \quad (\text{vertimento do sistema})$$

$$0 \leq g_{T_{1,1}} \leq 15 \quad (\text{geração térmica})$$

$$def_{1,1} \geq 0 \quad (\text{déficit do sistema})$$

$$\alpha_{1,2} \geq 0 \quad (\text{custo futuro})$$

Com as seguintes inequações relacionadas aos cortes gerados no estágio 2:

$$-0,010143 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} \leq -1,42 \quad (\text{corte 1})$$

$$-189,5 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} \leq -8.300 \quad (\text{corte 2})$$

$$-260,214 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} \leq -8.300 \quad (\text{corte 3})$$

$$-0,418143 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} \leq -44,26 \quad (\text{corte 4})$$

$$-1,21414 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} \leq -100 \quad (\text{corte 5})$$

$$-46,4183 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} \leq -3.264,27 \quad (\text{corte 6})$$

$$-47,2143 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} \leq -3.320 \quad (\text{corte 7})$$

Na Tabela 21 são apresentados os resultados dos custos do estágio 1.

Tabela 21 – Custos obtidos para o subsistema 1 e estágio 1

Energia Armazenada Inicial (MWmês)	Intercâmbio (MWmédio)	Custo Esperado (\$)
140	20	0,00
140	0	0,17
140	- 20	1,19
70	20	13,73
70	0	259,41
70	- 20	1.203,70
0	20	5.039,00
0	0	9.450,00
0	- 20	19.450,00

Com isto, o processo de cálculo da política para o Subsistema 1 é terminado. Entretanto, vale ressaltar que não era preciso repetir a mesma dinâmica para o estágio 1, já que é possível conhecer o armazenamento inicial e a afluência ocorrida.

Da mesma forma, o processo continua para o Subsistema 2. As Tabelas 22 e 23 apresentam, respectivamente, os custos obtidos e os coeficientes dos cortes do estágio 3, e as Tabelas 24 e 25 apresentam os resultados do estágio 2.

Tabela 22 – Custos obtidos para o subsistema 2 e estágio 3

Energia Armazenada Inicial (MWmês)	Intercâmbio (MWmédio)	Custo Esperado (\$)
140	20	0,00
140	0	0,00
140	- 20	0,00
70	20	0,00
70	0	0,00
70	- 20	0,00
0	20	7.750,00
0	0	17.750,00
0	- 20	27.750,00

Tabela 23 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 2 e estágio 3

$Corte(i)$	$COEFA_i$	$COEFB_i$	$COEFC_i$
1	- 110,714	0	7.750
2	- 396,429	- 500	17.750

Tabela 24 – Custos obtidos para o subsistema 2 e estágio 2

Energia Armazenada Inicial (MWmês)	Intercâmbio (MWmédio)	Custo Esperado (\$)
140	20	0,00
140	0	0,00
140	- 20	0,00
70	20	1.467,87
70	0	3.682,15
70	- 20	10.467,84
0	20	23.500,00
0	0	33.500,00
0	- 20	43.500,00

Tabela 25 – Coeficientes dos cortes obtidos para subsistema 2 e estágio 2

$Corte(i)$	$COEFA_i$	$COEFB_i$	$COEFC_i$
1	- 20,9696	0	2.935,74
2	- 471,888	- 500	33.500
3	- 314,745	- 110,714	25.714,3
4	- 380,051	- 339,284	30.285,7
5	- 84,2347	- 110,714	9.578,58
6	- 149,541	- 339,284	14.150

Simulação Final (Recursão *Forward*):

Conforme exposto no algoritmo:

- O processo se inicia no período $t = 1$;

- Considerando que a energia armazenada inicial para o Subsistema 1 é 133,02 MWmês, para o Subsistema 2 é 32,36 MWmês e ainda as afluições são conforme a Tabela 15.

O problema se configura da seguinte forma:

Função Objetivo:

$$z_t = \min \left(\begin{array}{l} 10 \times g_{T_{1,1}} + 25 \times g_{T_{2,1}} + 500 \times def_{1,1} + 500 \times def_{2,1} + \\ 0,01 \times evert_{1,1} + 0,01 \times evert_{2,1} + \alpha_{1,2} + \alpha_{2,2} \end{array} \right)$$

Sujeito a:

$$ea_{1,2} + ghids_{1,1} + evert_{1,1} = 156,02 \quad (\text{balanço energético Subsistema 1})$$

$$ea_{2,2} + ghids_{2,1} + evert_{2,1} = 55,36 \quad (\text{balanço energético Subsistema 2})$$

$$ghids_{1,1} + g_{T_{1,1}} + def_{1,1} + int_{liq_{1,1}} = 40 \quad (\text{atendimento à demanda Subsistema 1})$$

$$ghids_{2,1} + g_{T_{2,1}} + def_{2,1} + int_{liq_{2,1}} = 60 \quad (\text{atendimento à demanda Subsistema 2})$$

$$int_{liq_{1,1}} + int_{liq_{2,1}} = 0 \quad (\text{equação nó})$$

$$int_{liq_{1,2}} + int_{liq_{2,2}} = 0 \quad (\text{equação nó para intercâmbio futuro})$$

Dentro dos limites das variáveis:

$$0 \leq ea_{1,2} \leq 140 \quad (\text{armazenamento do Subsistema 1})$$

$$0 \leq ea_{2,2} \leq 140 \quad (\text{armazenamento do Subsistema 2})$$

$$0 \leq ghids_{1,1} \leq 100 \quad (\text{geração hidráulica do Subsistema 1})$$

$$0 \leq ghids_{2,1} \leq 100 \quad (\text{geração hidráulica do Subsistema 2})$$

$$evert_{1,1} \geq 0 \quad (\text{vertimento do Subsistema 1})$$

$$evert_{2,1} \geq 0 \quad (\text{vertimento do Subsistema 2})$$

$$-20 \leq int_{liq_{1,1}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido do Subsistema 1})$$

$$-20 \leq int_{liq_{2,1}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido do Subsistema 2})$$

$$-20 \leq int_{liq_{1,2}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido futuro do Subsistema 1})$$

$$-20 \leq int_{liq_{2,2}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido futuro do Subsistema 2})$$

$$0 \leq g_{T_{1,1}} \leq 15 \quad (\text{geração térmica do Subsistema 1})$$

$$0 \leq g_{T_{2,1}} \leq 10 \quad (\text{geração térmica do Subsistema 2})$$

$$def_{1,1} \geq 0 \quad (\text{déficit do Subsistema 1})$$

$$def_{2,1} \geq 0 \quad (\text{déficit do Subsistema 2})$$

$$\alpha_{1,2} \geq 0 \quad (\text{custo futuro do Subsistema 1})$$

$$\alpha_{2,2} \geq 0 \quad (\text{custo futuro do Subsistema 2})$$

Com as seguintes inequações relacionadas aos cortes:

$$\begin{aligned}
 -0,010143 \times ea_{1,2} - \alpha_{1,2} &\leq -1,42 && \text{(corte 1)} \\
 -189,5 \times ea_{1,2} - 252,5 \times int_{liq_{1,2}} - \alpha_{1,2} &\leq -8.300 && \text{(corte 2)} \\
 -260,214 \times ea_{1,2} - 500 \times int_{liq_{1,2}} - \alpha_{1,2} &\leq -8.300 && \text{(corte 3)} \\
 -0,418143 \times ea_{1,2} - 0,714 \times int_{liq_{1,2}} - \alpha_{1,2} &\leq -44,26 && \text{(corte 4)} \\
 -1,21414 \times ea_{1,2} - 3,5 \times int_{liq_{1,2}} - \alpha_{1,2} &\leq -99,98 && \text{(corte 5)} \\
 -46,4183 \times ea_{1,2} - 0,714 \times int_{liq_{1,2}} - \alpha_{1,2} &\leq -3.264,27 && \text{(corte 6)} \\
 -47,2143 \times ea_{1,2} - 3,5 \times int_{liq_{1,2}} - \alpha_{1,2} &\leq -3.320 && \text{(corte 7)} \\
 -20,9696 \times ea_{2,2} - \alpha_{2,2} &\leq -2.935,74 && \text{(corte 8)} \\
 -471,888 \times ea_{2,2} - 500 \times int_{liq_{2,2}} - \alpha_{2,2} &\leq -33.500 && \text{(corte 9)} \\
 -314,745 \times ea_{2,2} - 110,714 \times int_{liq_{2,2}} - \alpha_{2,2} &\leq -25.714,3 && \text{(corte 10)} \\
 -380,051 \times ea_{2,2} - 339,284 \times int_{liq_{2,2}} - \alpha_{2,2} &\leq -30.285,7 && \text{(corte 11)} \\
 -84,2347 \times ea_{2,2} - 110,714 \times int_{liq_{2,2}} - \alpha_{2,2} &\leq -9.578,58 && \text{(corte 12)} \\
 -149,541 \times ea_{2,2} - 339,284 \times int_{liq_{2,2}} - \alpha_{2,2} &\leq -14.150 && \text{(corte 13)}
 \end{aligned}$$

A Tabela 26 apresenta os resultados para este primeiro estágio:

Tabela 26 – Resultados para o despacho do estágio 1: 3 discretizações

Parâmetro	Subsistema 1	Subsistema 2
$ea_{final}(MWmês)$	96,0181	25,3594
$ghidrs(MWmédio)$	60	30
$evert(MWmês)$	0	0
$int_{liq}(MWmédio)$	-20	20
$def(MWmédio)$	0	0
$g_T(MWmédio)$	0	10
Custo (\$ x 730)	250,00	

Para o estágio 2, temos:

Função Objetivo:

$$f.o = \min \left(\begin{array}{l} 10 \times g_{T_{1,2}} + 25 \times g_{T_{2,2}} + 500 \times def_{1,2} + 500 \times def_{2,2} + \\ 0,01 \times evert_{1,2} + 0,01 \times evert_{2,2} + \alpha_{1,3} + \alpha_{2,3} \end{array} \right)$$

Sujeito a:

$$ea_{1,3} + ghidrs_{1,2} + evert_{1,2} = 115,0181 \quad (\text{balanço energético Subsistema 1})$$

$$ea_{2,3} + ghidrs_{2,2} + evert_{2,2} = 44,3594 \quad (\text{balanço energético Subsistema 2})$$

$$ghidrs_{1,2} + g_{T_{1,2}} + def_{1,2} + int_{liq_{1,2}} = 40 \quad (\text{atendimento à demanda Subsistema 1})$$

$$ghidrs_{2,2} + g_{T_{2,2}} + def_{2,2} + int_{liq_{2,2}} = 60 \quad (\text{atendimento à demanda Subsistema 2})$$

$$int_{liq_{1,2}} + int_{liq_{2,2}} = 0 \quad (\text{equação nó})$$

$$int_{liq_{1,3}} + int_{liq_{2,3}} = 0 \quad (\text{equação nó para intercâmbio futuro})$$

Dentro dos limites das variáveis:

$$0 \leq ea_{1,3} \leq 140 \quad (\text{armazenamento do Subsistema 1})$$

$$0 \leq ea_{2,3} \leq 140 \quad (\text{armazenamento do Subsistema 2})$$

$$0 \leq ghidrs_{1,2} \leq 100 \quad (\text{geração hidráulica do Subsistema 1})$$

$$0 \leq ghidrs_{2,2} \leq 100 \quad (\text{geração hidráulica do Subsistema 2})$$

$$evert_{1,2} \geq 0 \quad (\text{vertimento do Subsistema 1})$$

$$evert_{2,2} \geq 0 \quad (\text{vertimento do Subsistema 2})$$

$$-20 \leq int_{liq_{1,2}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido do Subsistema 1})$$

$$-20 \leq int_{liq_{2,2}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido do Subsistema 2})$$

$$-20 \leq int_{liq_{1,3}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido futuro do Subsistema 1})$$

$$-20 \leq int_{liq_{2,3}} \leq 20 \quad (\text{intercâmbio líquido futuro do Subsistema 2})$$

$$0 \leq g_{T_{1,2}} \leq 15 \quad (\text{geração térmica do Subsistema 1})$$

$$0 \leq g_{T_{2,2}} \leq 10 \quad (\text{geração térmica do Subsistema 2})$$

$$def_{1,2} \geq 0 \quad (\text{déficit do Subsistema 1})$$

$$def_{2,2} \geq 0 \quad (\text{déficit do Subsistema 2})$$

$$\alpha_{1,3} \geq 0 \quad (\text{custo futuro do Subsistema 1})$$

$$\alpha_{2,3} \geq 0 \quad (\text{custo futuro do Subsistema 2})$$

Com as seguintes inequações relacionadas aos cortes:

$$-0,714286 \times ea_{1,3} - \alpha_{1,3} \leq -50 \quad (\text{corte 1})$$

$$-146,429 \times ea_{1,3} - 255 \times int_{liq1,3} - \alpha_{1,3} \leq -5.150 \quad (\text{corte 2})$$

$$-216,429 \times ea_{1,3} - 500 \times int_{liq1,3} - \alpha_{1,3} \leq -5.150 \quad (\text{corte 3})$$

$$-110,714 \times ea_{2,3} - \alpha_{2,3} \leq -7.750 \quad (\text{corte 4})$$

$$-396,429 \times ea_{2,3} - 500 \times int_{liq2,3} - \alpha_{2,3} \leq -17.750 \quad (\text{corte 5})$$

A Tabela 27 apresenta os resultados para o segundo estágio:

Tabela 27 – Resultados para o despacho do estágio 2: 3 discretizações

Parâmetro	Subsistema 1	Subsistema 2
$ea_{final}(MWmês)$	55,6404	14,3594
$ghidrs(MWmédio)$	59,3777	30
$evert(MWmês)$	0	0
$int_{liq}(MWmédio)$	-20	20
$def(MWmédio)$	0	0
$g_T(MWmédio)$	0,622	10
Custo (\$ x 730)	256,22	

Para o estágio 3, temos:

Função Objetivo:

$$f.o = \min \left(\begin{array}{l} 10 \times g_{T1,3} + 25 \times g_{T2,3} + 500 \times def_{1,3} + 500 \times def_{2,3} + \\ 0,01 \times evert_{1,3} + 0,01 \times evert_{2,3} \end{array} \right)$$

Sujeito a:

$$ea_{1,t+1} + ghidrs_{1,3} + evert_{1,3} = 70,6404 \quad (\text{balanço energético Subsistema 1})$$

$$ea_{2,t+1} + ghidrs_{2,3} + evert_{2,3} = 29,3594 \quad (\text{balanço energético Subsistema 2})$$

$$ghidrs_{1,3} + g_{T1,3} + def_{1,3} + int_{liq1,3} = 40 \quad (\text{atendimento à demanda Subsistema 1})$$

$$ghidrs_{2,3} + g_{T2,3} + def_{2,3} + int_{liq2,3} = 60 \quad (\text{atendimento à demanda Subsistema 2})$$

$$int_{liq1,3} + int_{liq2,3} = 0 \quad (\text{equação nó})$$

Dentro dos limites das variáveis:

$0 \leq ea_{1,t+1} \leq 140$	(armazenamento do Subsistema 1)
$0 \leq ea_{2,t+1} \leq 140$	(armazenamento do Subsistema 2)
$0 \leq ghidrs_{1,3} \leq 100$	(geração hidráulica do Subsistema 1)
$0 \leq ghidrs_{2,3} \leq 100$	(geração hidráulica do Subsistema 2)
$evert_{1,3} \geq 0$	(vertimento do Subsistema 1)
$evert_{2,3} \geq 0$	(vertimento do Subsistema 2)
$-20 \leq int_{liq1,3} \leq 20$	(intercâmbio líquido do Subsistema 1)
$-20 \leq int_{liq2,3} \leq 20$	(intercâmbio líquido do Subsistema 2)
$0 \leq g_{T1,3} \leq 15$	(geração térmica do Subsistema 1)
$0 \leq g_{T2,3} \leq 10$	(geração térmica do Subsistema 2)
$def_{1,3} \geq 0$	(déficit do Subsistema 1)
$def_{2,3} \geq 0$	(déficit do Subsistema 2)

Como se trata do último estágio, não temos as inequações relacionadas aos cortes, uma vez que o custo futuro a este estágio é considerado nulo.

A Tabela 28 apresenta os resultados para o terceiro estágio:

Tabela 28 – Resultados para o despacho do estágio 3: 3 discretizações

Parâmetro	Subsistema 1	Subsistema 2
$ea_{final}(MW\text{mês})$	10,6404	0
$ghidrs(MW\text{médio})$	60	29,356
$evert(MW\text{mês})$	0	0
$int_{liq}(MW\text{médio})$	-20	20
$def(MW\text{médio})$	0	0,6406
$g_T(MW\text{médio})$	0	10
Custo (\$ x 730)	570,31	

Na Tabela 29 são comparados os valores encontrados para este exemplo didático utilizando a metodologia proposta com os resultados encontrados utilizando a PDD.

Tabela 29 – Comparação dos resultados utilizando a PDE-INT e a PDD: 3 discretizações

Metodologia	Custo Estágio 1 (\$x730)	Custo Estágio 2 (\$x730)	Custo Estágio 3 (\$x730)	Custo Total (\$x730)
PDE-INT	250,00	256,22	570,31	1.076,53
PDD	426,49	309,70	334,12	1.070,31

Como mencionado na seção anterior, os resultados do despacho energético é sensível à variação do número de discretizações, uma vez que tem impacto direto na construção da FCF. Desta forma, para este exemplo didático, considerando 5 discretizações do armazenamento e do intercâmbio líquido entre os subsistemas, observa-se uma convergência do resultado quando comparado com a PDD. Este resultado é apresentado pelas Tabelas 30 a 33.

Tabela 30 – Resultados para o despacho do estágio 1: 5 discretizações

Parâmetro	Subsistema 1	Subsistema 2
$ea_{final}(MWmês)$	96,0181	25,3594
$ghidrs(MWmédio)$	60	30
$evert(MWmês)$	0	0
$int_{liq}(MWmédio)$	-20	20
$def(MWmédio)$	0	0
$g_T(MWmédio)$	0	10
Custo (\$ x 730)	250,00	

Tabela 31 – Resultados para o despacho do estágio 2: 5 discretizações

Parâmetro	Subsistema 1	Subsistema 2
$ea_{final}(MWmês)$	55,0181	14,3594
$ghidrs(MWmédio)$	60	30
$evert(MWmês)$	0	0
$int_{liq}(MWmédio)$	-20	20
$def(MWmédio)$	0	0
$g_T(MWmédio)$	0	10
Custo (\$ x 730)	250,00	

Tabela 32 – Resultados para o despacho do estágio 3: 5 discretizações

Parâmetro	Subsistema 1	Subsistema 2
$ea_{final}(MWmês)$	10,0181	0
$ghidrs(MWmédio)$	60	29,359
$evert(MWmês)$	0	0
$int_{liq}(MWmédio)$	-20	20
$def(MWmédio)$	0	0,6406
$g_T(MWmédio)$	0	10
Custo (\$ x 730)	570,31	

Tabela 33 – Comparação dos resultados utilizando a PDE-INT e a PDD: 5 discretizações

Metodologia	Custo Estágio 1 (\$x730)	Custo Estágio 2 (\$x730)	Custo Estágio 3 (\$x730)	Custo Total (\$x730)
PDE-INT	250,00	250,00	570,31	1.070,31
PDD	426,49	309,70	334,12	1.070,31

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados detalhes da formulação da metodologia proposta. Com o objetivo de facilitar a compreensão do método proposto, um exemplo didático foi desenvolvido, mostrando a dinâmica da formulação para o cálculo da política operativa e ainda a simulação final.

No intuito de estender esta análise para todo o SIN, esta formulação foi implementada no Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico (MDDH) [84], que é uma plataforma computacional que foi desenvolvida pela equipe de pesquisadores da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em parceria com os pesquisadores da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Esta plataforma foi desenvolvida em C++/Java e é capaz de considerar o mesmo conjunto de dados utilizado pelos modelos oficiais utilizados no planejamento do SEB [85].

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais resultados obtidos pela metodologia proposta (PDE-INT) na resolução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos.

O estudo foi realizado considerando o SEB completo e a base de dados utilizada foi o Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2016. O PMO é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes do setor elétrico, e é disponibilizado no site da CCEE [86].

Importante ressaltar que neste trabalho foram utilizados quatro subsistemas equivalentes: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Conforme visto anteriormente, a partir de janeiro de 2016, houve um aumento no número de reservatórios equivalentes frente ao número de subsistemas. Por isto, houve uma adequação dos dados do PMO, com a edição dos arquivos REE.DAT e CONFHD.DAT, para que as simulações fossem realizadas utilizando os quatro subsistemas.

As simulações foram realizadas utilizando a plataforma MDDH e o objetivo era estudar o planejamento de médio prazo. Sendo assim, o estudo foi realizado para um período de cinco anos de estudo e cinco anos de pós-estudo. A utilização do período de pós-estudo evita que ao final do horizonte de planejamento haja o deplecionamento total dos reservatórios, pois será feita a análise das consequências que isto causará no futuro.

No primeiro momento foi feita uma comparação entre a PDE-INT e a PDE-*ConvexHull* convencional, considerando-se um único cenário de afluências. Além disto, por se tratar de um caso determinístico, também foi comparado o desempenho da metodologia proposta frente a uma solução ótima conhecida, que pode ser obtida pela Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD), descrita em [5] e [6].

Como o objetivo deste trabalho é viabilizar a utilização da PDE na resolução do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com grande estocasticidade, num segundo momento, a PDE-INT foi comparada com a PDE-*ConvexHull* e com a PDDE, que é a metodologia adotada oficialmente no planejamento do SIN.

Para estas últimas simulações, alguns pontos devem ser destacados:

- Para cálculo da política de operação, ou seja, construção das FCF's, foi utilizado o histórico de afluências;
- Para a simulação final, utilizou-se séries de afluências que foram criadas a partir do histórico de vazões, mas foram tratadas como eventos independentes. Desta forma, não existe uma dependência temporal entre as mesmas.

O ambiente computacional utilizado para processamento de todos os casos foi um computador Intel Core i7 com 2,4 GHz e 8 GB de RAM e sistema operacional Windows 10 64 bits.

5.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.2.1 ESTUDO DE CASO 1: UTILIZANDO UM CENÁRIO DE AFLUÊNCIAS

Como mencionado na seção anterior, para este estudo foi utilizado o PMO de janeiro de 2016 e quatro subsistemas equivalentes.

As afliências utilizadas correspondem ao histórico de vazões tanto para o cálculo da política de operação, quanto para a simulação final. No entanto, foi utilizada somente a primeira série do histórico de vazões, ou seja, de janeiro de 1931 a dezembro de 1935.

Inicialmente foi feita uma comparação da PDE-INT com a PDE-*ConvexHull*, e para isto foram considerados alguns níveis de discretizações. A Tabela 34 apresenta uma comparação entre os custos totais obtidos na PDE-*ConvexHull* e na PDE-INT, considerando um horizonte de cinco anos de estudo ou sessenta meses.

Tabela 34 – Comparação dos resultados para diferentes níveis de discretização: estudo de caso 1

Número de Discretizações	Custo (R\$ x 10 ⁶)		
	PDE- <i>ConvexHull</i>	PDE-INT	Variação
3	17.571,71	17.091,16	-2,7348%
5	17.044,26	17.083,87	0,2324%
7	17.044,26	17.069,38	0,1474%

Os tempos computacionais gastos por cada metodologia são apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 – Comparação entre os tempos computacionais: estudo de caso 1

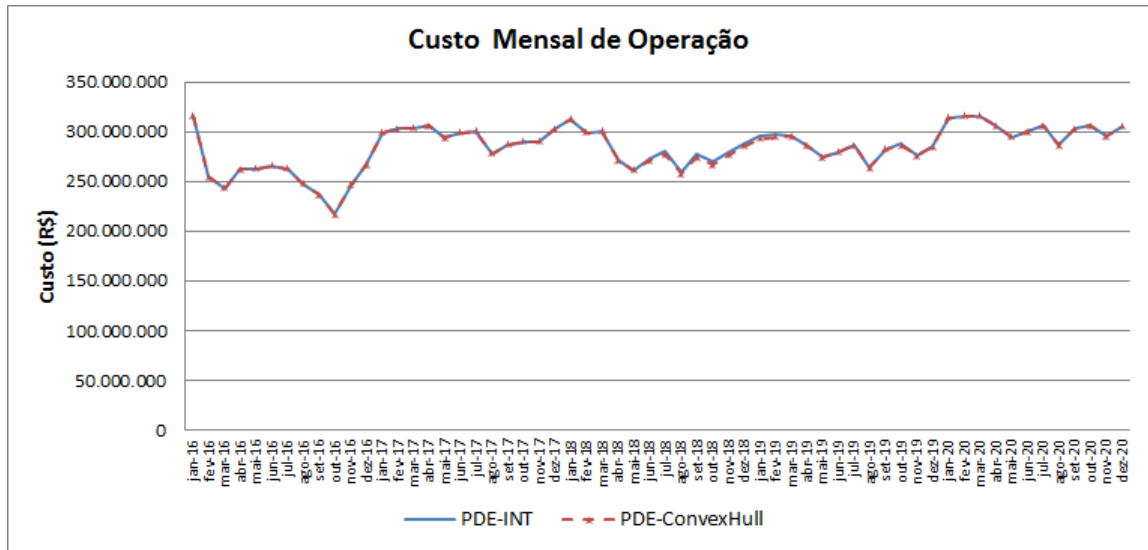
Número de Discretizações	Tempo (s)	
	PDE- <i>ConvexHull</i>	PDE-INT
3	10,30	1,82
5	414,53	3,67
7	3.830,34	4,97

Analisando as Tabelas 34 e 35, pode-se verificar que a PDE-INT apresentou resultados satisfatórios e coerentes com um tempo de processamento muito menor. Fica evidente, que à medida que o número de discretizações aumenta, o ganho computacional se torna mais significativo, e isto é fundamental para viabilização da utilização da PDE na resolução deste tipo de problema.

As próximas figuras apresentam o custo mensal de operação, a evolução da energia armazenada, energia vertida, geração hidráulica e geração térmica para todo o período de planejamento considerado. Destaca-se que para estas comparações foram utilizadas 7 discretizações para a PDE-INT e para a PDE-*ConvexHull*.

A Figura 29 apresenta uma comparação entre os custos mensais de operação considerando todo o horizonte de planejamento. Conforme citado anteriormente, pode-se observar uma compatibilidade dos resultados.

Figura 29 – Comparação entre os custos mensais de operação: estudo de caso 1



A Figura 30 ilustra a evolução da energia armazenada no sistema brasileiro. Observa-se que a metodologia proposta mantém o nível de armazenamento mais baixo nos primeiros anos de estudo, mas nos anos subsequentes os valores estão bem próximos. Esta diferença na forma de operação faz com que quando o armazenamento se encontra em um nível mais elevado, próximo ao limite do armazenamento máximo do sistema, ocorra vertimento, o que pode ser observado pela Figura 31.

Figura 30 – Valores esperados de energia armazenada do SIN: estudo de caso 1

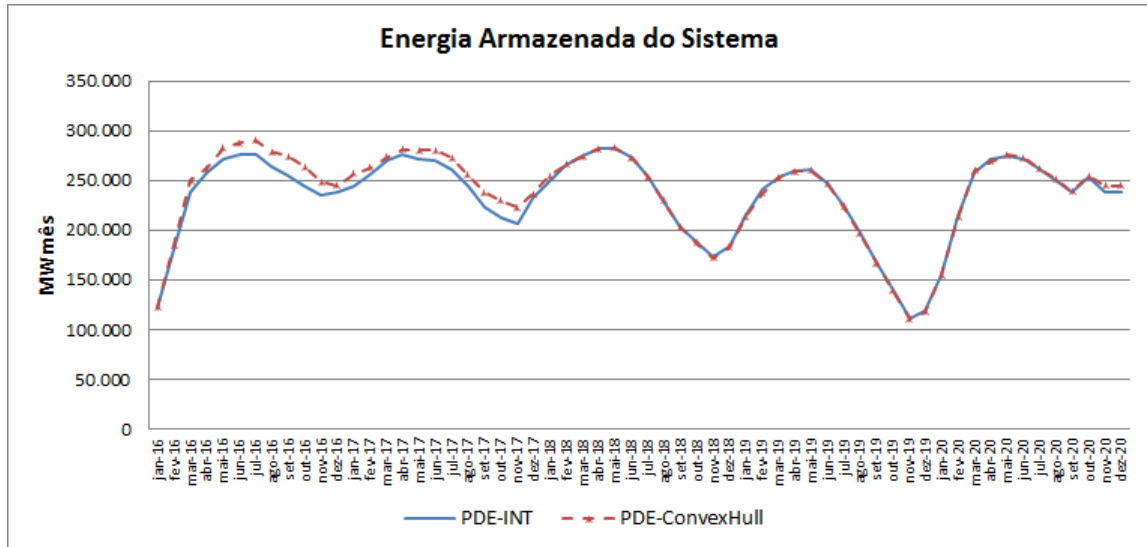
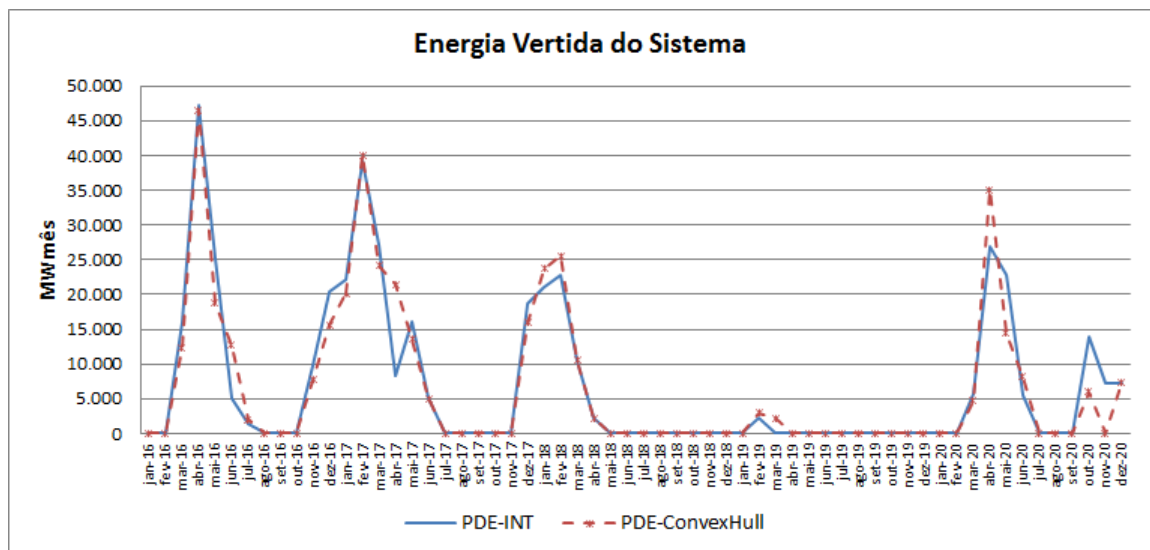


Figura 31 – Valores esperados de energia vertida do SIN: estudo de caso 1



As Figuras 32 e 33 apresentam a geração hidráulica e geração térmica do sistema, respectivamente. Observa-se uma diferença nos montantes de geração nos períodos compreendidos entre junho/18 a fevereiro/19. Durante estes meses, a PDE-INT apresentou um montante de geração hidráulica menor, que foi complementado pela geração térmica, conforme pode ser observado em detalhe na Tabela 36.

Figura 32 – Geração hidráulica do SIN: estudo de caso 1

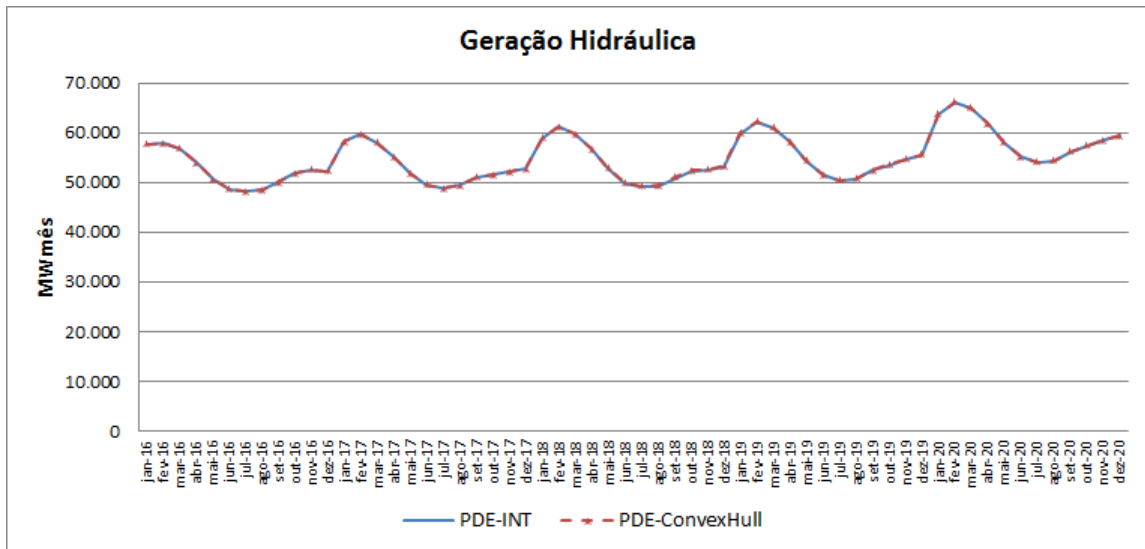


Figura 33 – Geração térmica do SIN: estudo de caso 1

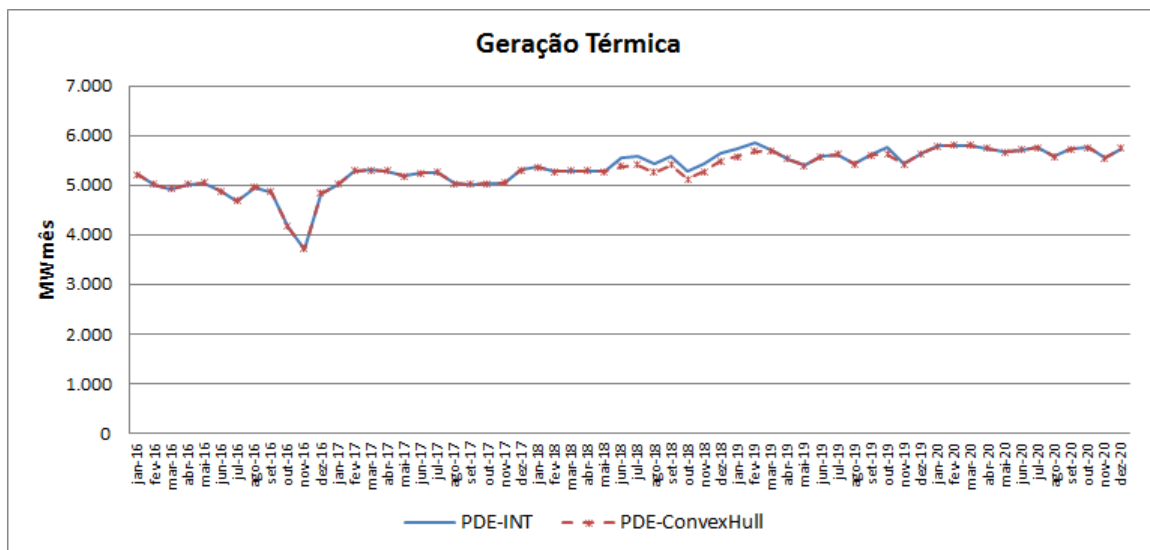


Tabela 36 – Montantes de Geração - período de junho/18 a fevereiro/19: estudo de caso 1

Período	PDE-INT			Período	PDE-ConvexHull		
	Geração Hidráulica (MWmês)	Geração Térmica (MWmês)	Total		Geração Hidráulica (MWmês)	Geração Térmica (MWmês)	Total
jun-18	49.907,16	5.552,30	55.459,45	jun-18	50.074,93	5.384,52	55.459,45
jul-18	49.025,05	5.583,87	54.608,92	jul-18	49.192,83	5.416,09	54.608,92
ago-18	49.262,46	5.420,92	54.683,38	ago-18	49.430,23	5.253,14	54.683,38
set-18	50.826,98	5.570,92	56.397,90	set-18	50.994,76	5.403,14	56.397,90
out-18	52.304,82	5.290,85	57.595,67	out-18	52.472,60	5.123,07	57.595,67
nov-18	52.383,88	5.446,63	57.830,50	nov-18	52.551,65	5.278,85	57.830,50
dez-18	53.213,71	5.649,63	58.863,33	dez-18	53.381,54	5.481,80	58.863,33
jan-19	59.888,95	5.746,55	65.635,50	jan-19	60.056,72	5.578,77	65.635,50
fev-19	62.082,68	5.844,99	67.927,68	fev-19	62.250,46	5.677,22	67.927,68

Adicionalmente, os custos totais obtidos com a metodologia proposta são comparados com o custo utilizando a PDDD, de R\$ 17.044,26 x 10⁶, para um tempo de processamento de 18,59 segundos. A Tabela 37 apresenta esta comparação. Salienta-se, que nesta comparação, a PDE-INT apresentou uma boa aproximação do resultado quando aumenta-se o número de discretizações, e ainda manteve um tempo de processamento baixo.

Tabela 37 – Comparação com a PDDD: estudo de caso 1

Número de Discretizações	Custo (R\$x10 ⁶)	Diferença para PDDD (%)	Tempo (s)
3	17.091,16	0,2752	1,82
5	17.083,87	0,2324	3,67
7	17.069,38	0,1474	4,97
11	17.057,18	0,0758	13,61

5.2.2 ESTUDO DE CASO 2: COMPARAÇÃO COM A PDE-*CONVEXHULL* E PDDE - CASO BASE

Neste segundo estudo de caso serão realizadas simulações com o objetivo de avaliar o uso da PDE-INT para problemas estocásticos, comparando-se os resultados com os obtidos via PDE-*ConvexHull* e PDDE.

Da mesma forma que o caso anterior, as afliências utilizadas correspondem ao histórico de vazões tanto para o cálculo da política de operação, quanto para a simulação final. No entanto, para o cálculo da política, na PDE-INT e na PDE-*ConvexHull*, foram utilizadas 80 séries de afliências, onde a primeira série corresponde à série dos primeiros 5 anos de afliência a partir de 1931 (série de 1931-1935), a segunda série é construída a partir de 1932 (série de 1932-1936) e assim por diante; até a octogésima série (série de 2010-2014). No caso da PDDE, a política de operação foi realizada considerando 200 séries para a etapa *forward* e 20 aberturas. Detalhes sobre a modelagem matemática do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando a PDDE podem ser observados nas referências [5], [6], [8], [9], [17] e [36].

Para a simulação final, utilizou-se 1000 séries de afliências que foram criadas de forma aleatória a partir do histórico de vazões. O objetivo de se considerar um número considerável de séries para a simulação final é devido ao fato de estarmos utilizando uma modelagem simplificada, que é tratar as afliências como eventos independentes.

A Tabela 38 apresenta uma comparação entre o tempo de processamento e o custo médio de operação utilizando a PDE-INT e a PDE-*ConvexHull*, considerando 3 e 5 discretizações.

Tabela 38 – Comparação do custo médio de simulação com a PDE-*ConvexHull*: estudo de caso 2

Número de Discretizações	PDE- <i>ConvexHull</i>		PDE-INT	
	Tempo (s)	Custo Médio (R\$ x 10 ⁶)	Tempo (s)	Custo Médio (R\$ x 10 ⁶)
3	553,29	17.136,28	24,38	17.051,62
5	70.676,85	17.058,00	108,53	17.046,70

Analisando a Tabela 38 pode-se verificar que na PDE-*ConvexHull*, à medida que há um aumento no número de discretizações, o tempo de processamento aumenta de forma substancial, e isto é um complicador na resolução do problema de planejamento da operação. Por outro lado, a metodologia presente neste trabalho apresenta como vantagem, tempos de processamento consideravelmente reduzidos, mesmo utilizando um número maior de discretizações. Esta característica pode ser observada pela Tabela 39.

Tabela 39 – Tempos de processamento x número de discretizações: estudo de caso 2

Número de Discretizações	PDE-INT	
	Tempo (s)	Custo Médio (R\$ x 10 ⁶)
3	24,38	17.051,62
5	108,53	17.046,70
7	375,68	17.044,96
11	1.793,84	17.044,85

Comparando-se as três metodologias, pode-se observar pela Tabela 40 uma aproximação dos resultados em relação ao custo médio obtido. Ressalta-se que no caso da PDE-*ConvexHull* esta aproximação do resultado em relação às outras metodologias implicou em um tempo de processamento excessivamente elevado.

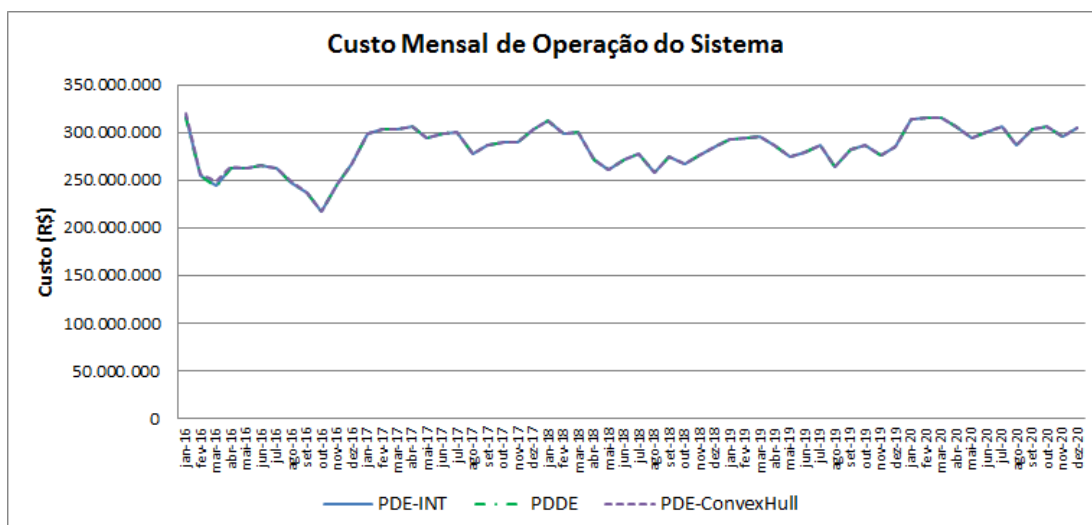
Tabela 40 – Comparação dos resultados utilizando as três metodologias: estudo de caso 2

Metodologia	Tempo (s)	Custo Médio (R\$ x 10 ⁶)
PDE <i>ConvexHull</i> : 5 discretizações	70.676,85	17.058,00
PDE-INT: 5 discretizações	108,53	17.046,70
PDDE	2.245,37	17.045,27

As próximas figuras apresentam a comparação das soluções obtidas considerando algumas variáveis importantes do problema. Destaca-se que no caso da PDE-*ConvexHull* e da PDE-INT, estes resultados foram obtidos utilizando 5 discretizações.

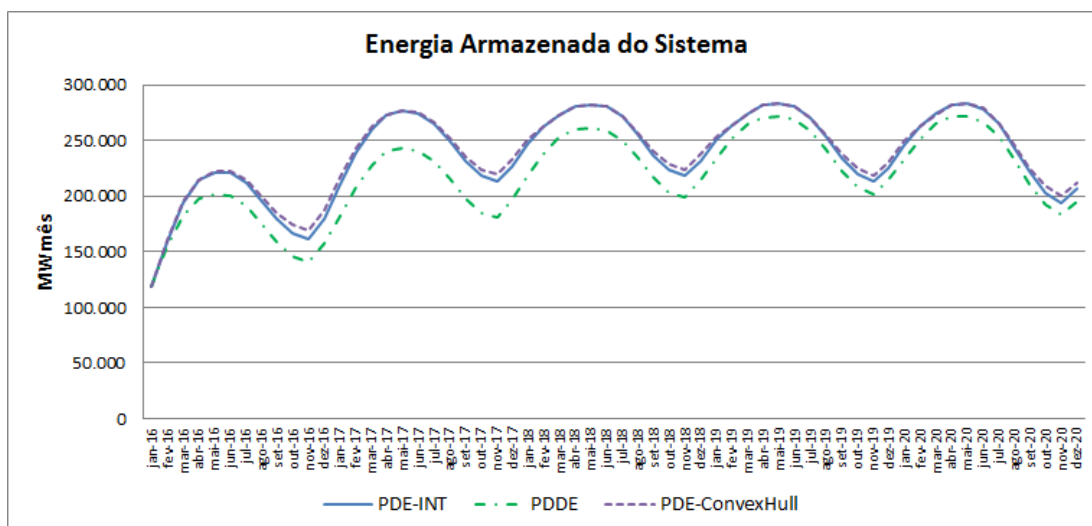
A Figura 34 apresenta uma comparação entre os custos mensais médios de operação considerando todo o horizonte de planejamento. Observa-se também uma convergência de resultados em base mensal.

Figura 34 – Comparação entre os custos mensais de operação: estudo de caso 2



A Figura 35 ilustra a evolução mensal da energia armazenada no sistema brasileiro. Observa-se que as três metodologias mantêm um comportamento similar, mas a PDE-INT e a PDE-ConvexHull mantêm o nível de armazenamento um pouco mais alto quando comparado com a PDDE.

Figura 35 – Valores esperados de energia armazenada do SIN: estudo de caso 2



As Figuras 36 a 39 apresentam a evolução mensal da energia armazenada para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente.

Pode-se observar por estas figuras que há um comportamento diferente nas trajetórias de energia armazenada por subsistema. Entretanto, a política de operação da

PDE-INT apresenta a característica de ser mais conservadora, mantendo o nível de armazenamento mais alto. Outro aspecto importante, é que a metodologia proposta manteve, de uma forma geral, os níveis de armazenamento dos subsistemas mais estáveis, evitando variações acentuadas de um período para outro.

Figura 36 – Energia armazenada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2

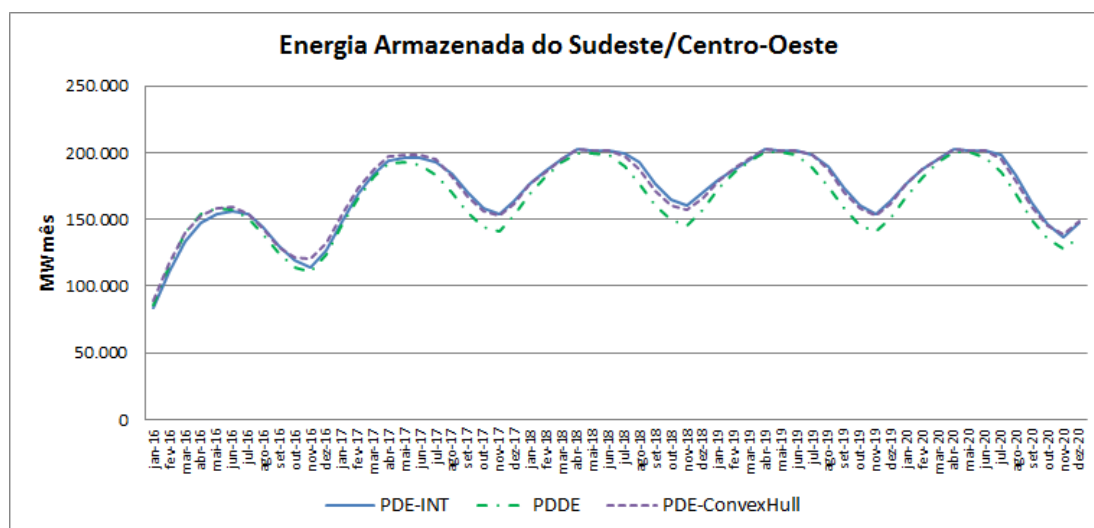


Figura 37 – Energia armazenada do subsistema Sul: estudo de caso 2

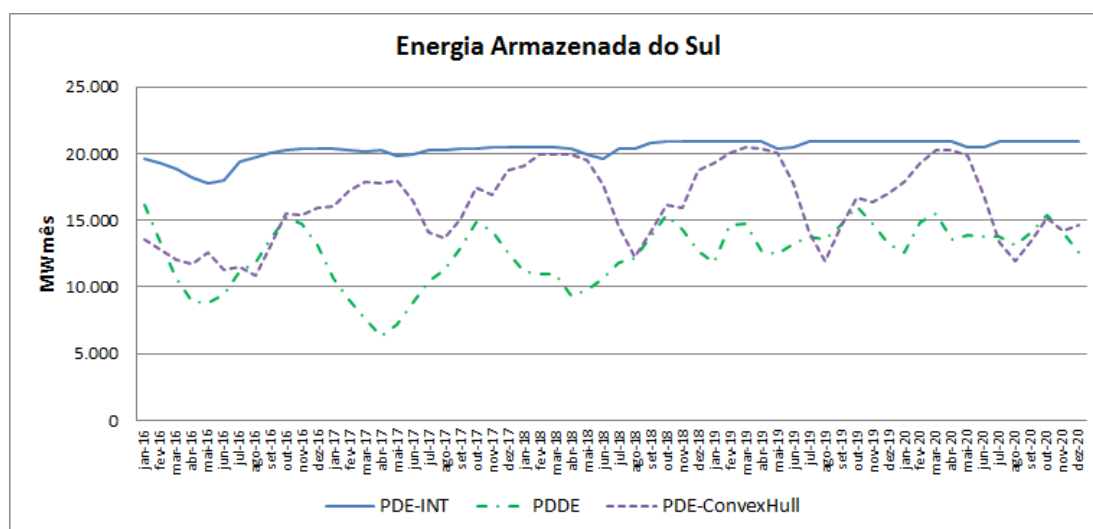


Figura 38 – Energia armazenada do subsistema Nordeste: estudo de caso 2

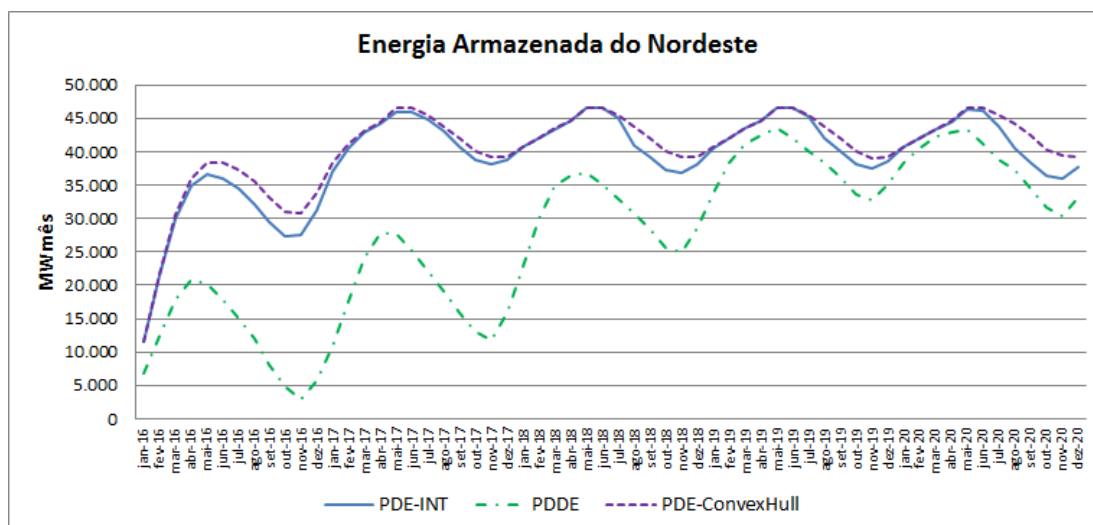
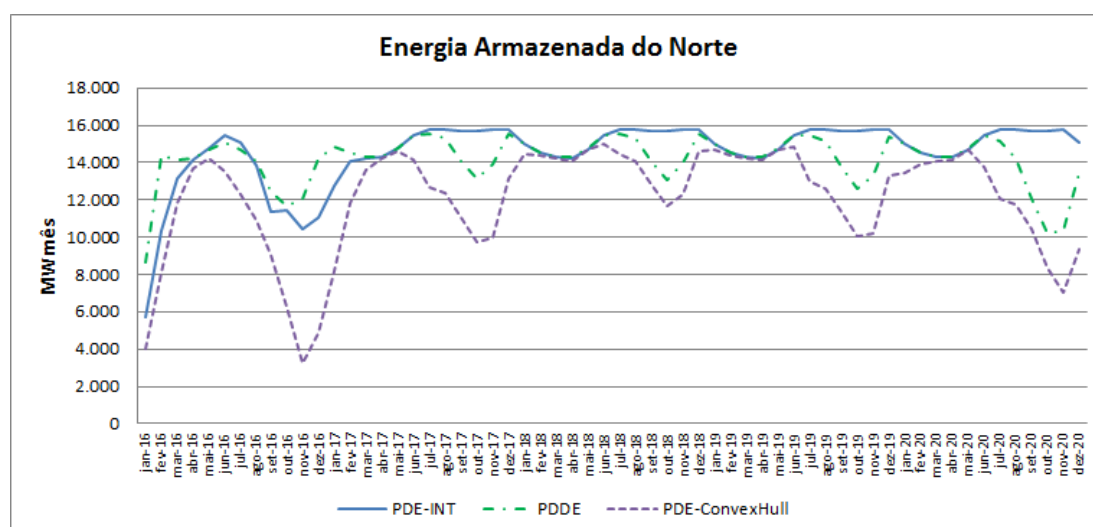


Figura 39 – Energia armazenada do subsistema Norte: estudo de caso 2



No gráfico da geração hidráulica do sistema, Figura 40, observa-se uma aproximação na solução total encontrada pelas três metodologias. Nota-se uma pequena diferença no início do período de planejamento, em que a PDE-INT e a PDE-ConvexHull apresentaram um montante de geração hidráulica menor, conforme apresentado em detalhe na Tabela 41.

Figura 40 – Geração hidráulica do SIN: estudo de caso 2

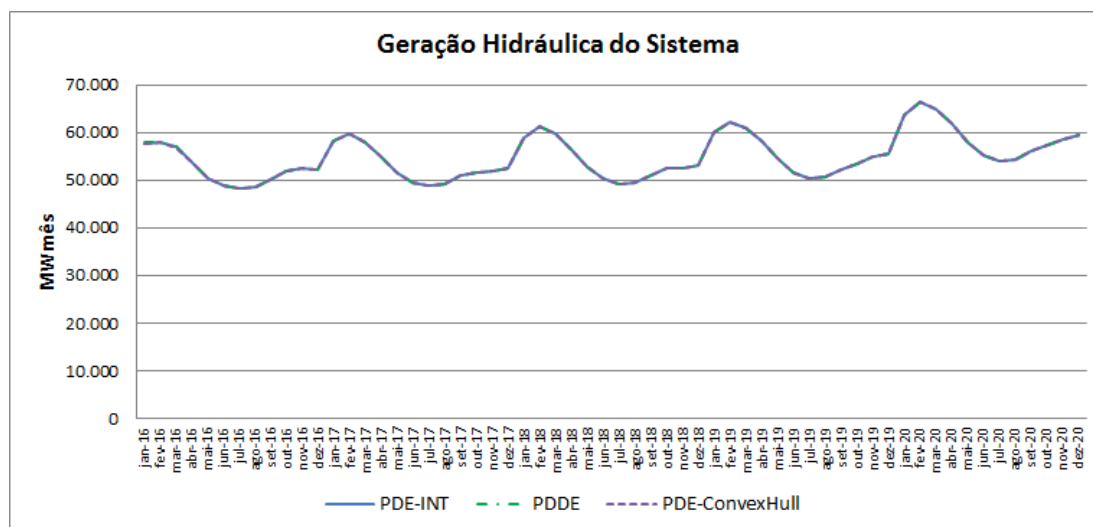


Tabela 41 – Geração hidráulica - período de janeiro/16 a dezembro/16: estudo de caso 2

Período	Geração Hidráulica (MWmês)		
	PDE-INT	PDDE	PDE-ConvexHull
jan-16	57.782,47	57.825,47	57.746,27
fev-16	58.031,06	58.049,42	58.010,69
mar-16	56.928,71	56.961,33	56.869,99
abr-16	53.769,99	53.783,46	53.747,93
mai-16	50.435,27	50.451,78	50.432,48
jun-16	48.798,29	48.815,69	48.798,37
jul-16	48.167,83	48.179,34	48.161,19
ago-16	48.542,50	48.559,37	48.539,58
set-16	49.980,07	49.998,20	49.979,88
out-16	51.752,84	51.770,75	51.753,19
nov-16	52.534,47	52.551,38	52.534,35
dez-16	52.261,08	52.274,38	52.258,63

Em relação à geração hidráulica por subsistema, Figuras 41 a 44, pode-se observar algumas diferenças expressivas entre as metodologias utilizadas. No entanto, o objetivo do planejamento da operação é atender a demanda total do sistema através do gerenciamento dos recursos relacionados à geração hidráulica e geração térmica, e neste caso as três metodologias atenderam à esta premissa.

Ressalta-se ainda que existem alguns fatores favoráveis ao planejamento do SIN e que contribuem com diferentes soluções para o mesmo problema, conforme abordado acima.

O sistema brasileiro é interligado, a operação é feita de forma coordenada, e com isto temos a possibilidade da troca de energia entre regiões, permitindo obter vantagens relacionadas à diversidade do comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrográficas do sistema.

Figura 41 – Geração hidráulica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2

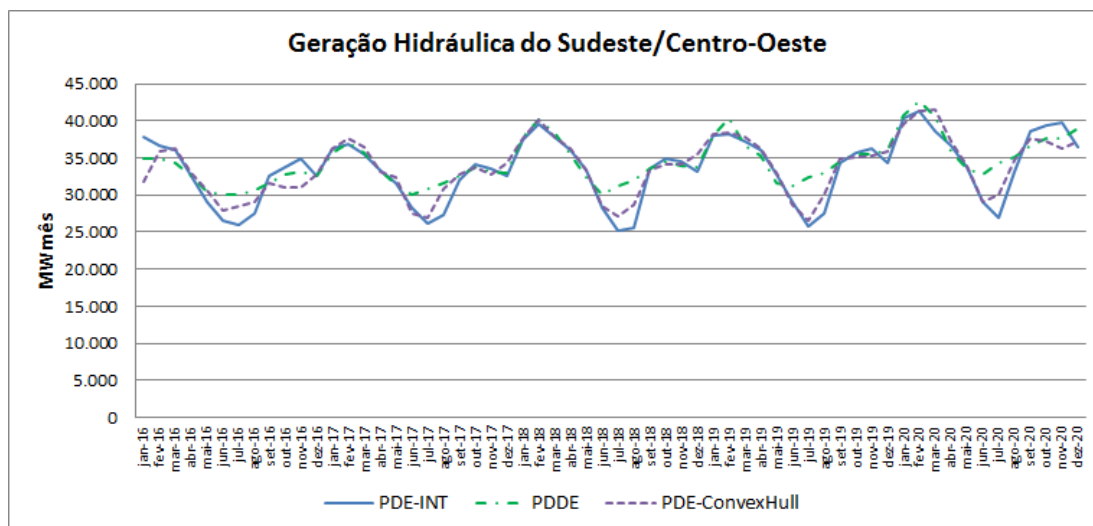


Figura 42 – Geração hidráulica do subsistema Sul: estudo de caso 2

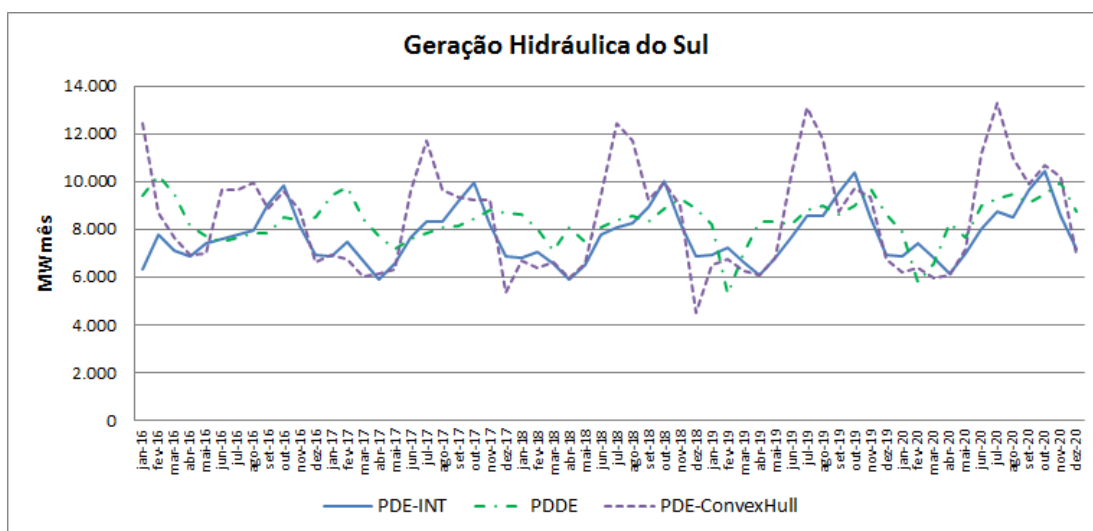


Figura 43 – Geração hidráulica do subsistema Nordeste: estudo de caso 2

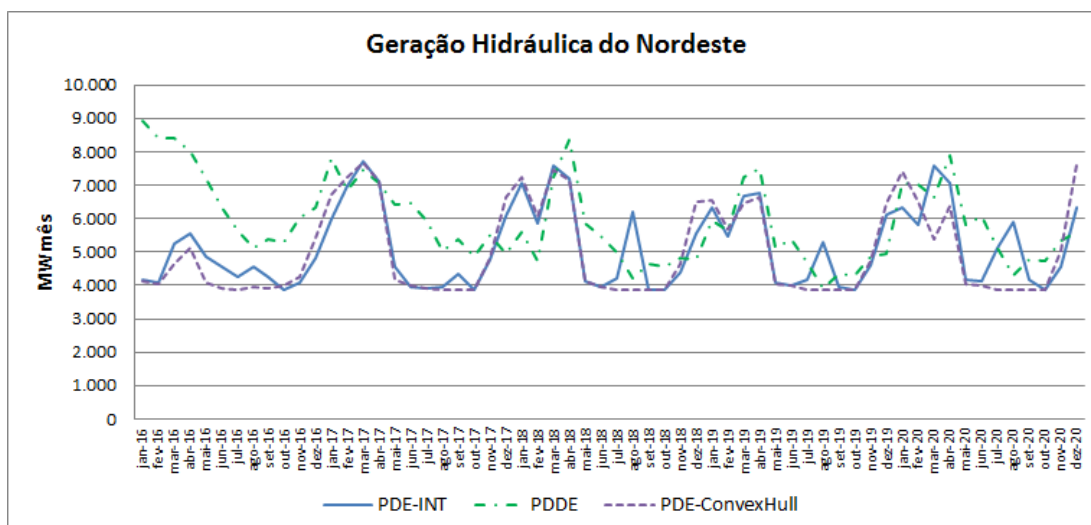
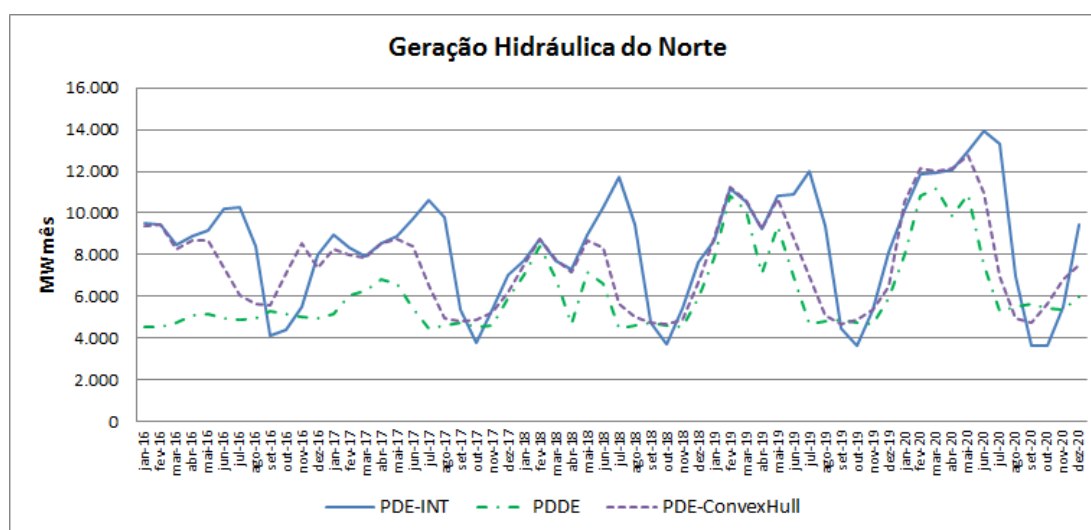


Figura 44 – Geração hidráulica do subsistema Norte: estudo de caso 2



As Figuras 45 a 49 apresentam a energia vertida do sistema e dos subsistemas separadamente. O vertimento apresentado é resultado das diferentes políticas de operação das metodologias. Devido ao limite máximo de energia armazenada dos subsistemas equivalentes, manter um nível maior de energia armazenada pode significar em maior vertimento em certos períodos. Além disto, maior nível de armazenamento de energia pode implicar também em maior perdas por evaporação. Portanto, os resultados da operação busca atender ao balanço energético dos subsistemas, levando-se em conta a energia armazenada inicial, energia armazenada final, energia afluyente, geração hidráulica, vertimento e perdas.

Figura 45 – Energia vertida do SIN: estudo de caso 2

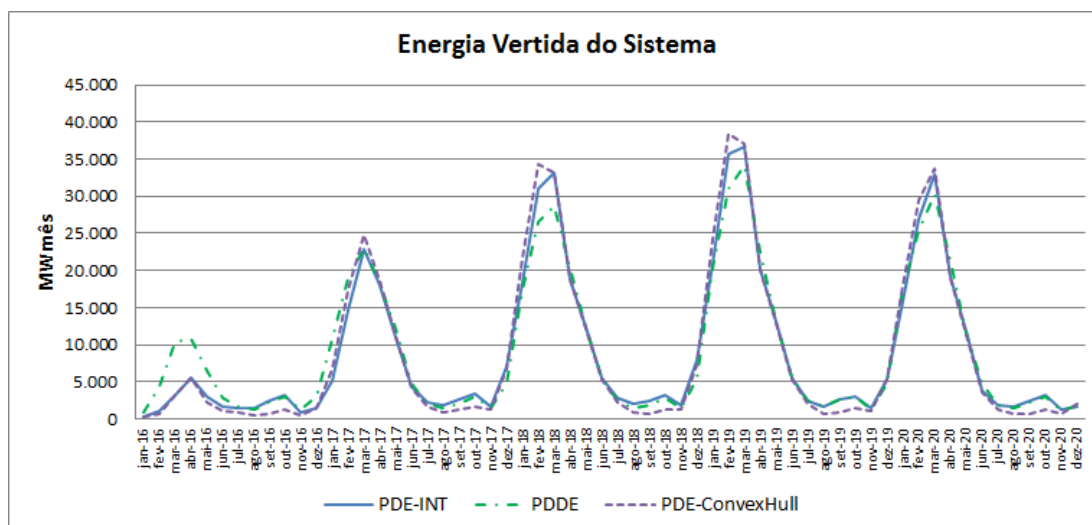


Figura 46 – Energia vertida do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2

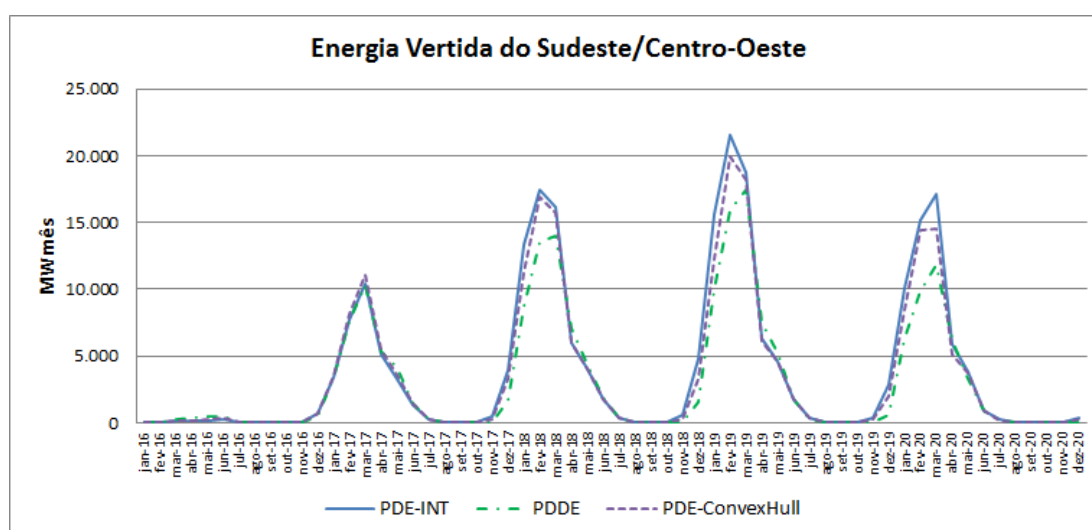


Figura 47 – Energia vertida do subsistema Sul: estudo de caso 2

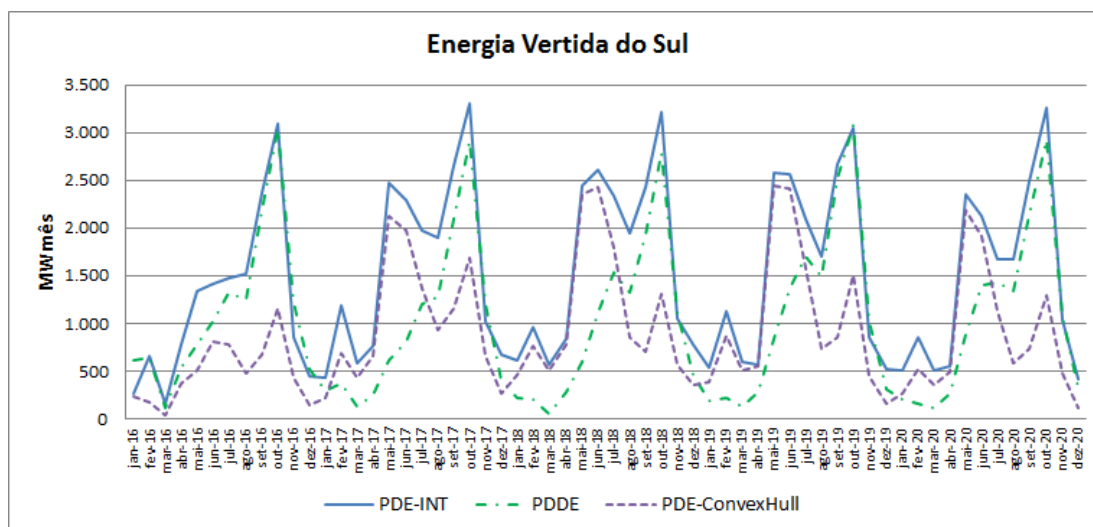


Figura 48 – Energia vertida do subsistema Nordeste: estudo de caso 2

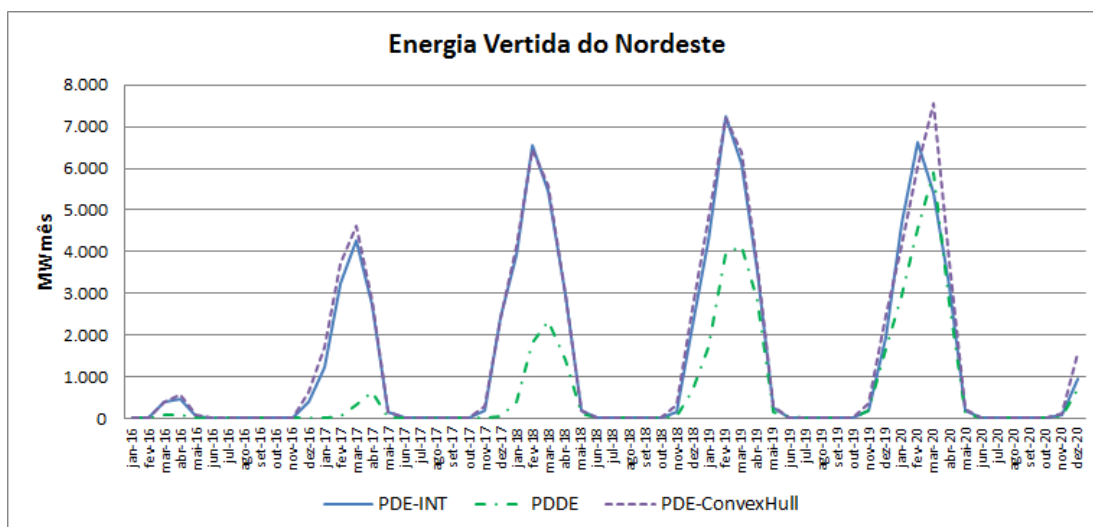
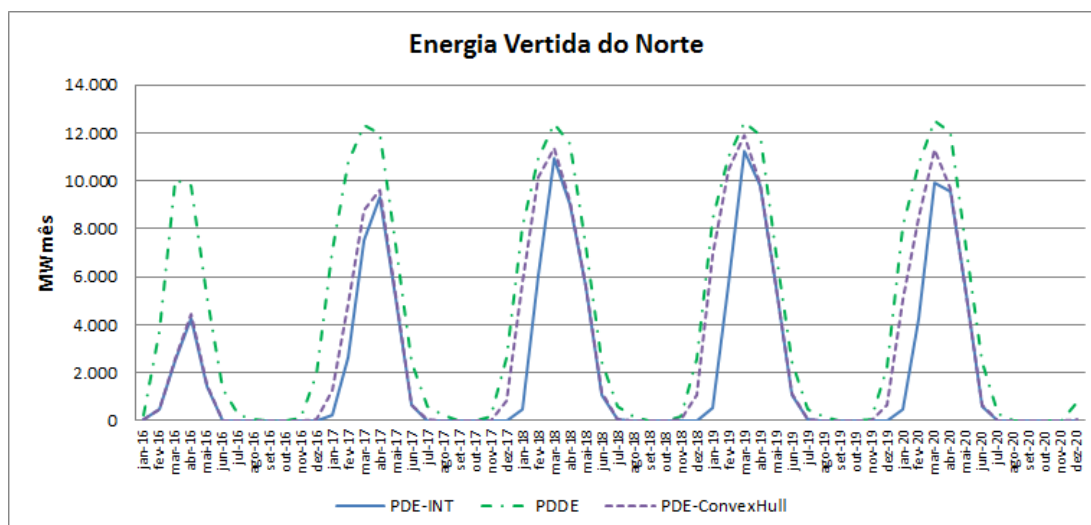


Figura 49 – Energia vertida do subsistema Norte: estudo de caso 2



A Figura 50 mostra a evolução da geração térmica de todo o sistema. Como mencionado anteriormente, a geração térmica é uma energia complementar à geração hidráulica no atendimento da demanda do sistema. Portanto, como no início do período (ano 2016), a PDE-INT e a PDE-*ConvexHull* apresentaram um montante de geração hidráulica menor do que a PDDE, esta diferença foi complementada com geração térmica, conforme mostrado na Tabela 42.

Figura 50 – Geração térmica do SIN: estudo de caso 2

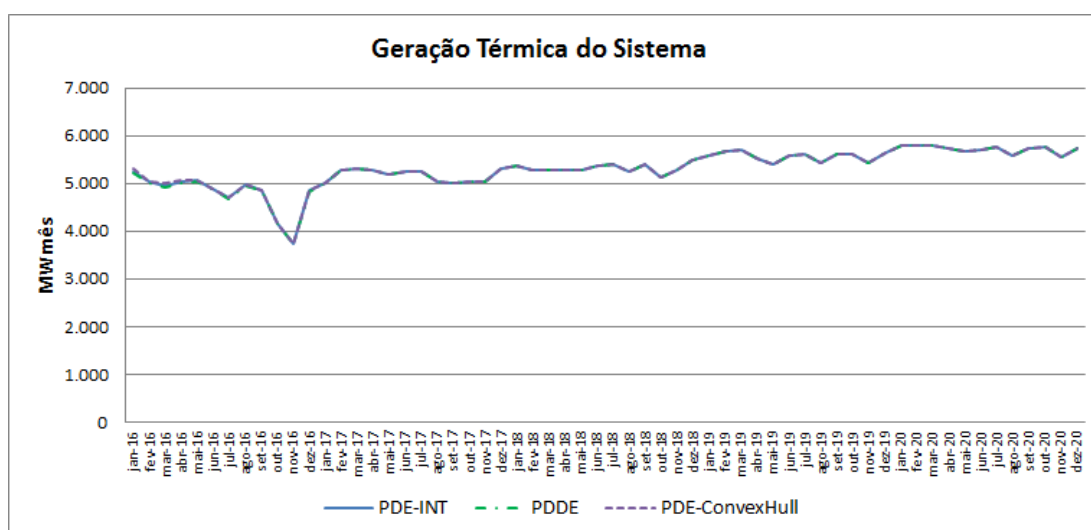


Tabela 42 – Geração térmica - período de janeiro/16 a dezembro/16: estudo de caso 2

Período	Geração Térmica (MWmês)		
	PDE-INT	PDDE	PDE- <i>ConvexHull</i>
jan-16	5.260,61	5.217,60	5.296,81
fev-16	5.028,41	5.010,05	5.048,78
mar-16	4.959,24	4.926,62	5.017,96
abr-16	5.035,38	5.021,91	5.057,44
mai-16	5.059,51	5.043,00	5.062,31
jun-16	4.891,70	4.874,31	4.891,62
jul-16	4.698,65	4.687,14	4.705,29
ago-16	4.969,73	4.952,86	4.972,65
set-16	4.870,99	4.852,86	4.871,19
out-16	4.168,72	4.150,81	4.168,37
nov-16	3.738,54	3.721,63	3.738,66
dez-16	4.845,67	4.832,37	4.848,12

As Figuras 51 a 54 apresentam a evolução da geração térmica por subsistema. Observa-se uma diferença no montante de geração térmica no início do período de planejamento para os subsistemas Nordeste e Norte.

Figura 51 – Geração térmica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2

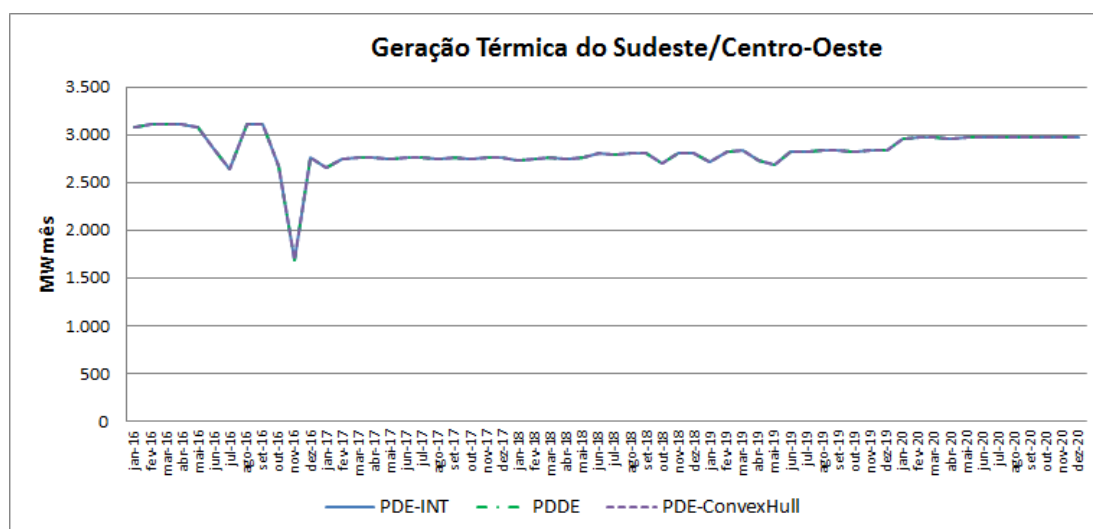


Figura 52 – Geração térmica do subsistema Sul: estudo de caso 2

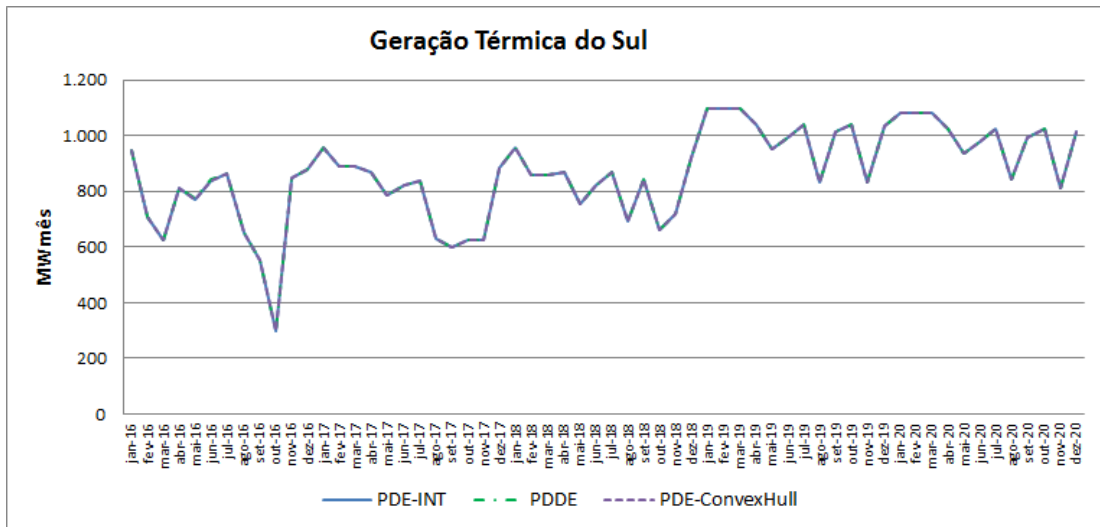


Figura 53 – Geração térmica do subsistema Nordeste: estudo de caso 2

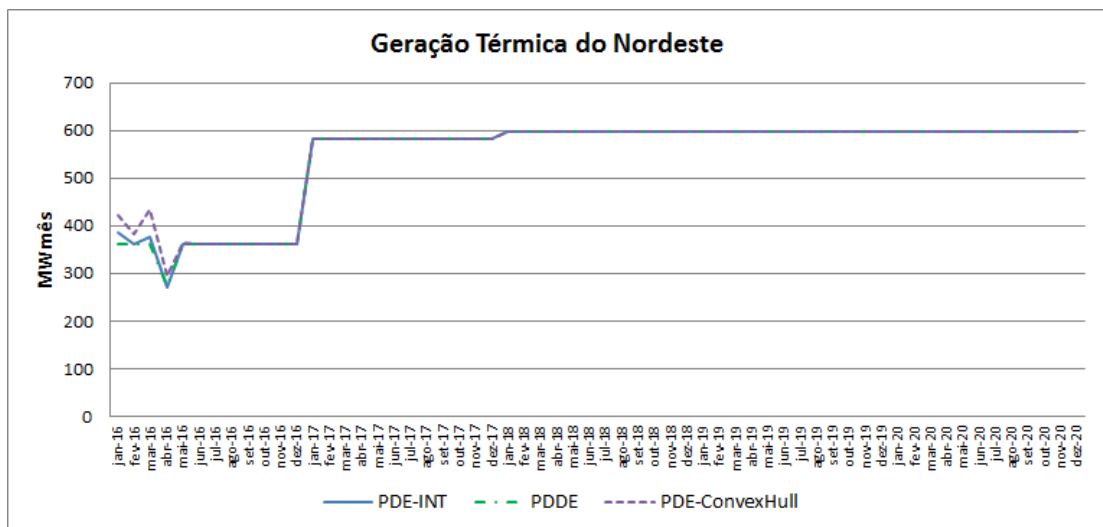
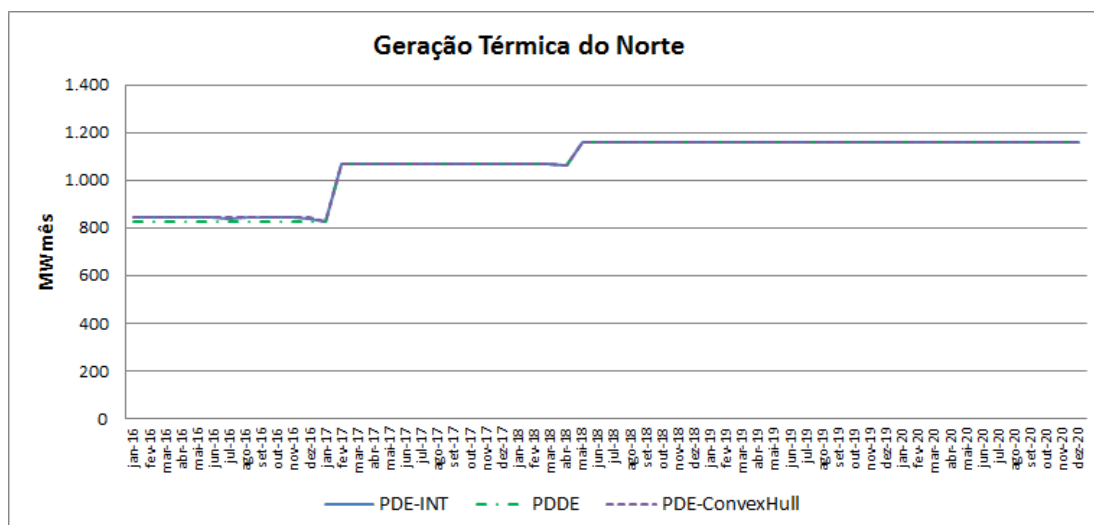
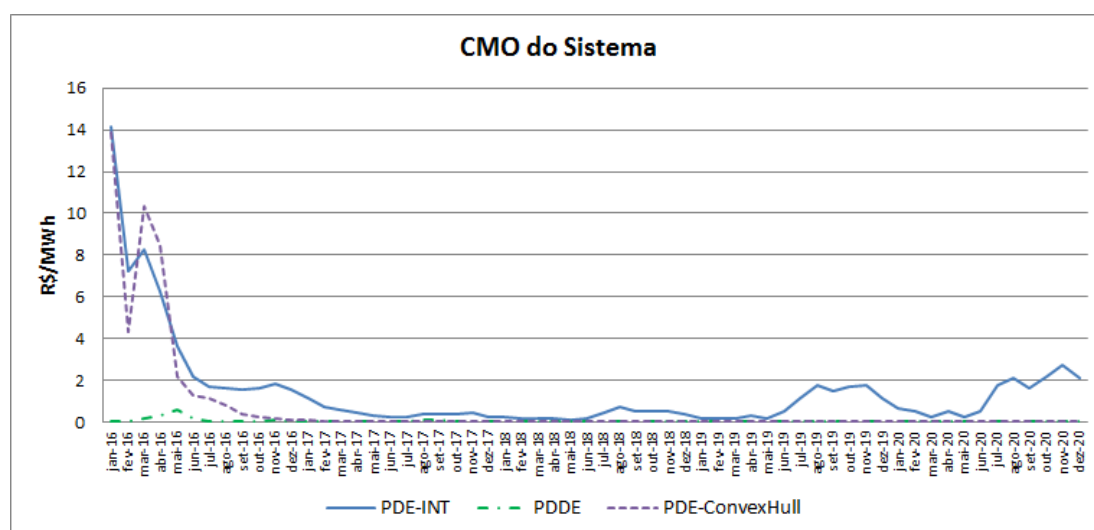


Figura 54 – Geração térmica do subsistema Norte: estudo de caso 2



Outra variável importante a ser verificada é o Custo Marginal de Operação (CMO), que é um parâmetro utilizado na precificação da energia. O CMO do sistema é apresentado na Figura 55. De uma forma geral, observa-se baixos valores de CMO durante o período de planejamento. Este fato ocorre em função do PMO utilizado neste estudo, que apresenta uma demanda de energia baixa em função da capacidade de geração do sistema e das afliências utilizadas no estudo.

Figura 55 – Custo marginal de operação do SIN: estudo de caso 2



O mesmo comportamento citado anteriormente pode ser observado pelo CMO dos subsistemas, Figuras 56 a 59.

Figura 56 – Custo marginal de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: estudo de caso 2

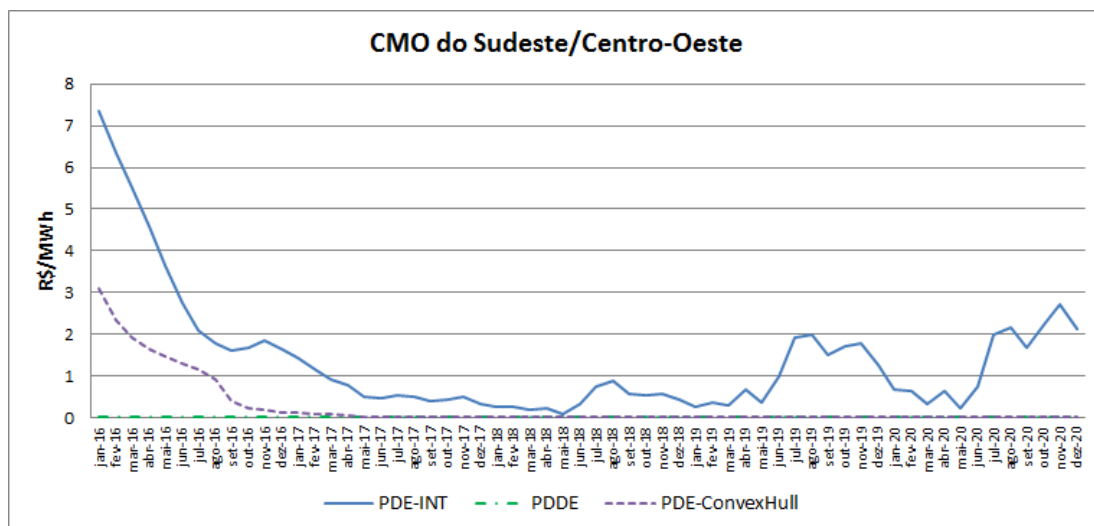


Figura 57 – Custo marginal de operação do subsistema Sul: estudo de caso 2

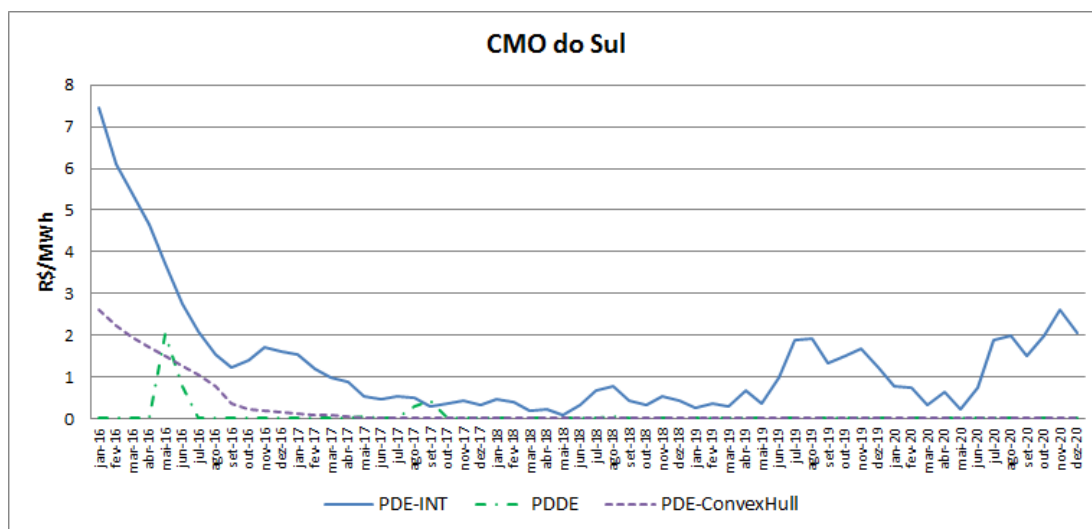


Figura 58 – Custo marginal de operação do subsistema Nordeste: estudo de caso 2

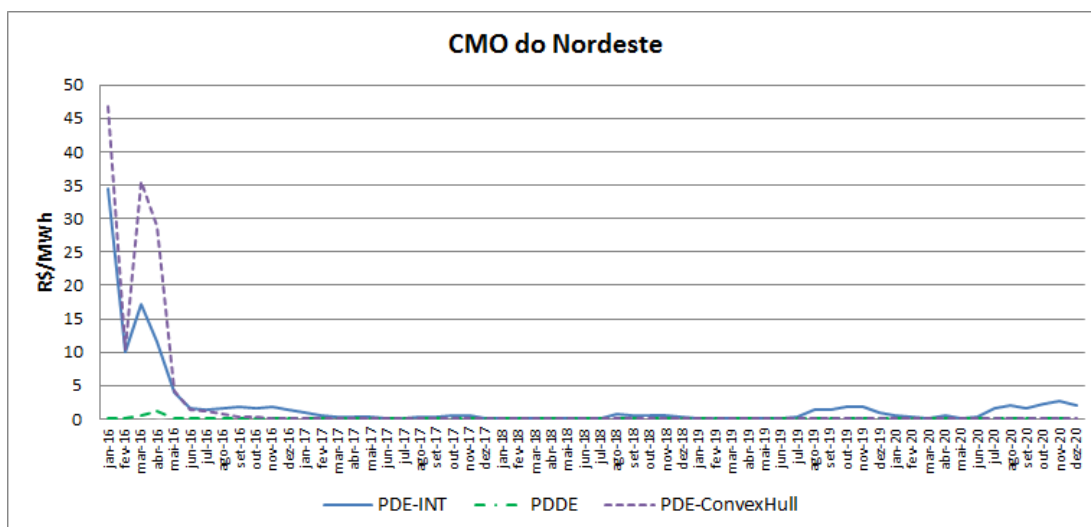
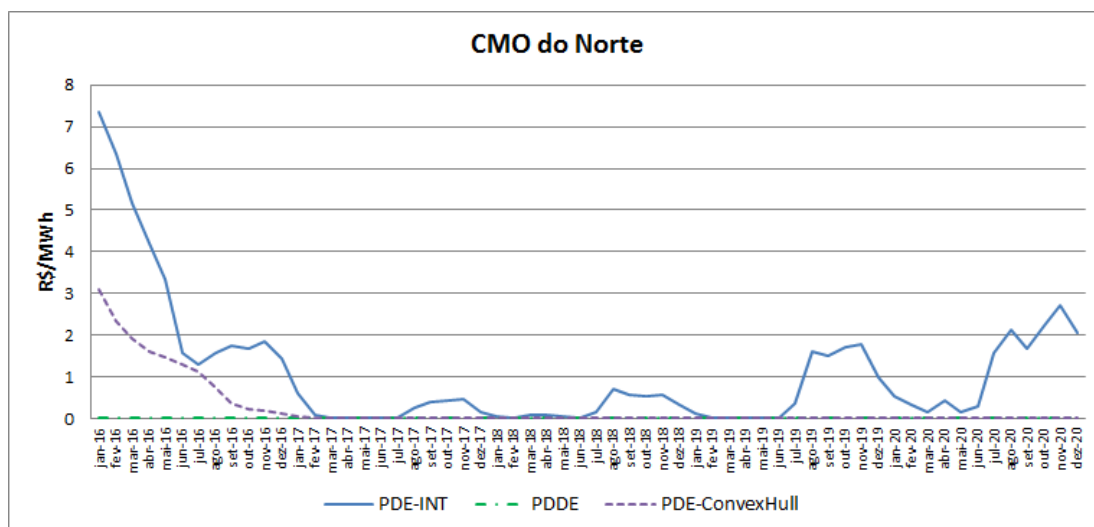


Figura 59 – Custo marginal de operação do subsistema Norte: estudo de caso 2



Por fim, são mostrados os montantes de geração para os 5 anos de estudo, Figuras 60 a 62. Destaca-se que o déficit encontrado em todas as simulações foram iguais a zero.

Figura 60 – Montantes de geração: PDE-INT

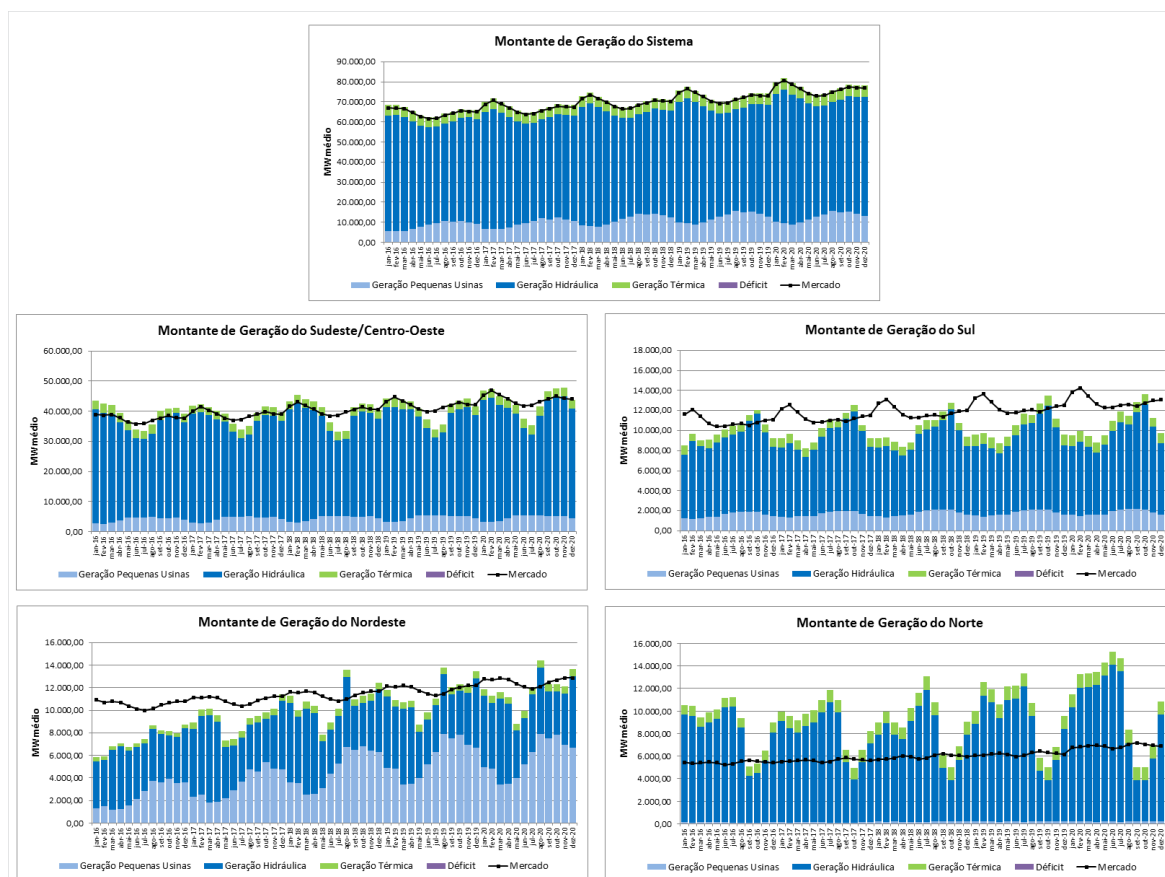
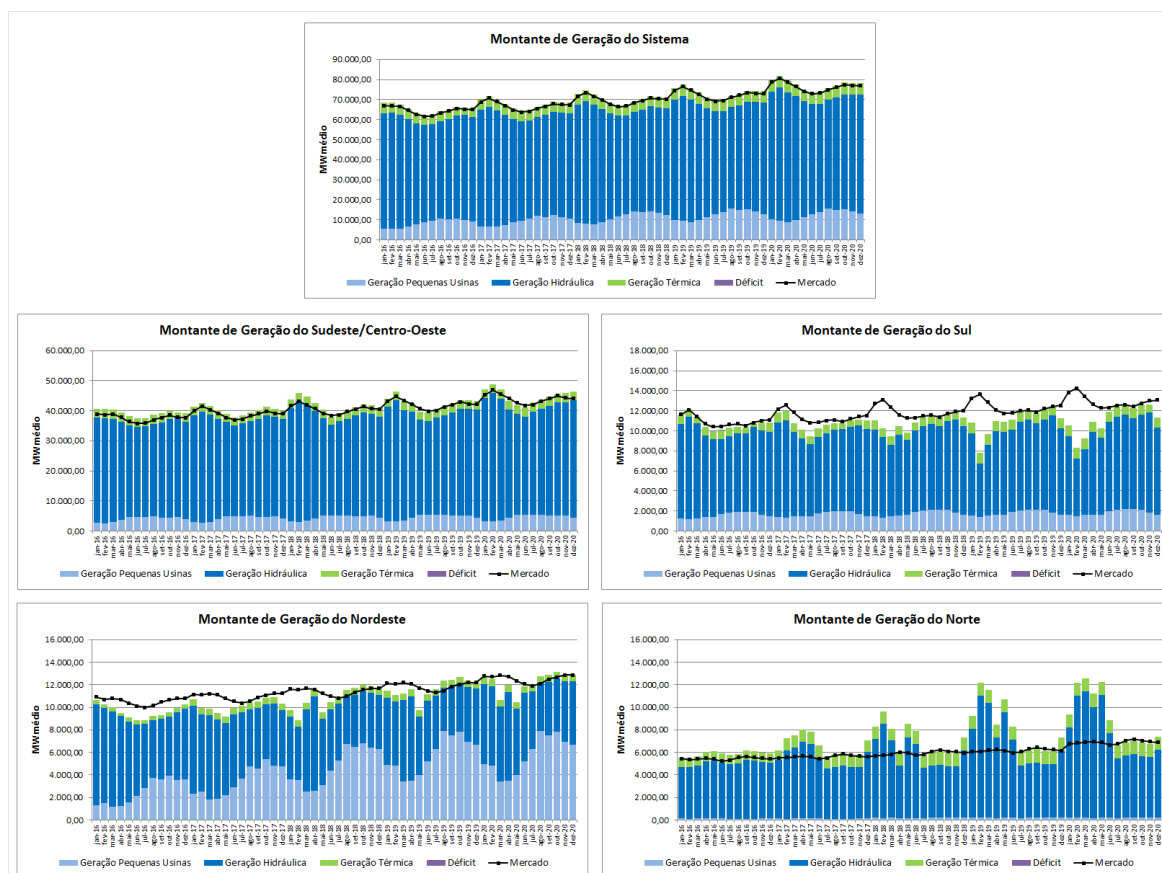


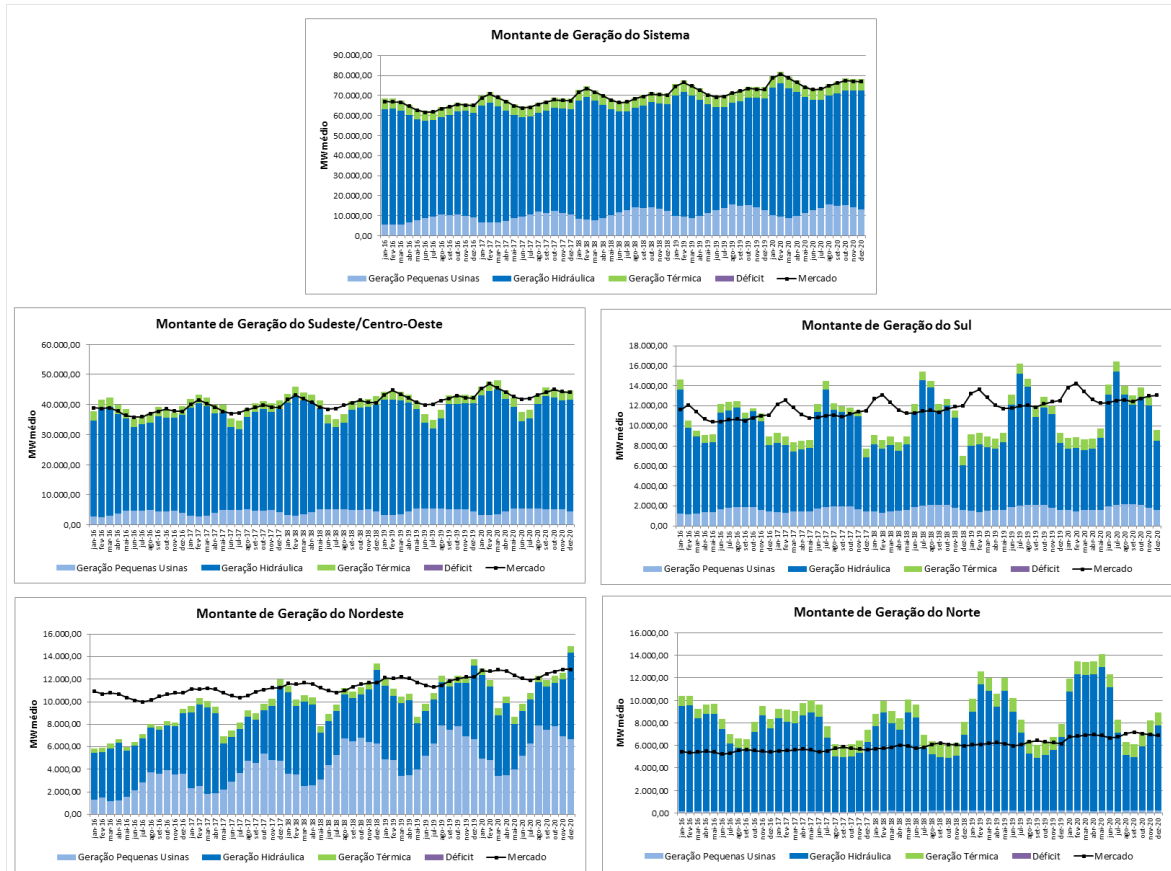
Figura 61 – Montantes de geração: PDDE



Comparando os resultados apresentados nas Figuras 60 e 61, e considerando todo o período de planejamento, observa-se que na PDE-INT houve um montante de geração maior no subsistema Norte. Desta forma, em quase todos os períodos considerados, o subsistema Norte estará exportando energia para os outros subsistemas, principalmente para os subsistemas Sul e Nordeste. Esta característica também está presente na PDDE, mas com valores inferiores ao da metodologia proposta neste trabalho.

No caso da PDE-*ConvexHull*, Figura 62, a operação, de uma forma geral, apresenta similaridade com a PDE-INT.

Figura 62 – Montantes de geração: PDE-ConvexHull



5.2.3 ESTUDO DE CASO 3: COMPARAÇÃO COM A PDE-*CONVEXHULL* E PDDE - AUMENTANDO A DEMANDA

O estudo do planejamento da operação energética é realizado com o objetivo do sistema conseguir atender à demanda energética, durante o período considerado, com uma operação econômica e segura. Portanto, nesta seção será realizado um estudo de sensibilidade considerando um aumento de 10% na demanda de energia durante todo o período de estudo. Ressalta-se que será utilizada toda a configuração e parâmetros da seção anterior.

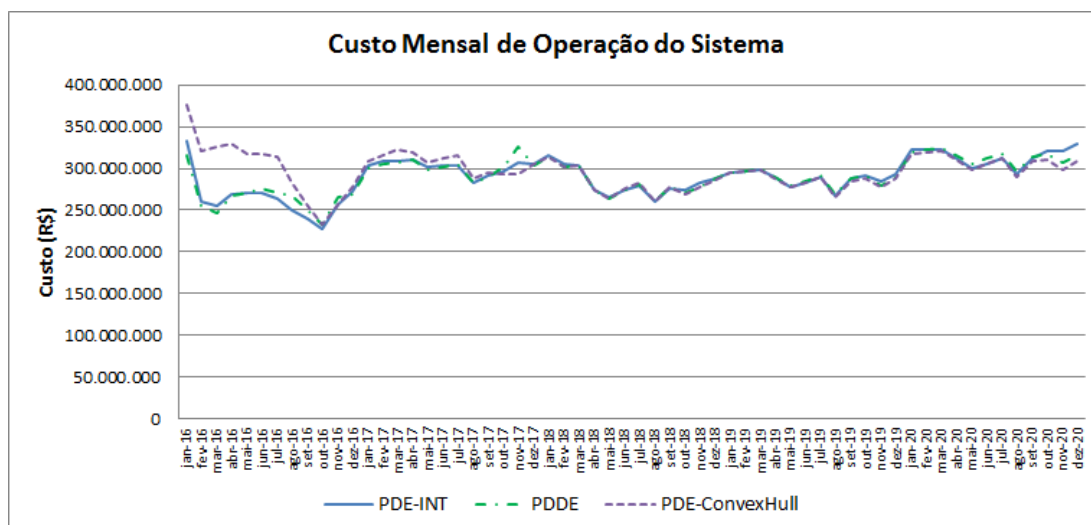
A Tabela 43 apresenta uma comparação entre o tempo de processamento e o custo médio de operação utilizando as três metodologias. Destaca-se que a PDE-INT apresentou um resultado aproximado se comparado com as outras metodologias, mas com um tempo de processamento inferior, e isto é fundamental para viabilizar a sua aplicação na resolução deste tipo de problema.

Tabela 43 – Comparação dos resultados utilizando as três metodologias: estudo de caso 3

Metodologia	Tempo (s)	Custo Médio (R\$ x 10⁶)
PDE <i>ConvexHull</i> : 5 discretizações	71.847,53	17.791,52
PDE-INT: 5 discretizações	131,02	17.413,89
PDDE	40.372,30	17.423,18

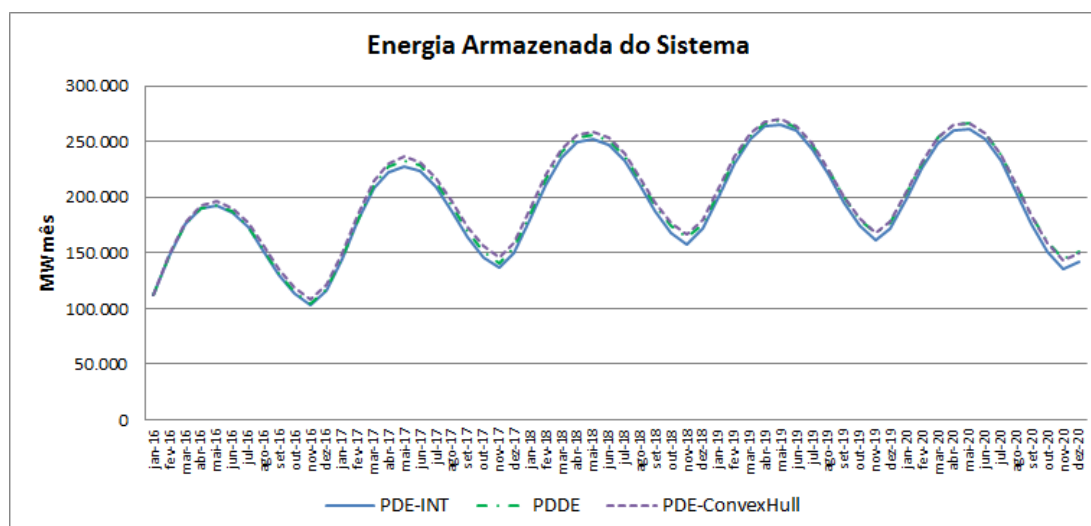
A Figura 63 apresenta uma comparação entre os custos mensais médios de operação considerando todo o horizonte de planejamento. Pode-se observar algumas diferenças nos resultados encontrados em base mensal. Estas diferenças estão relacionadas à política utilizada por cada metodologia em relação ao montante de geração hidráulica e térmica em cada período.

Figura 63 – Comparação entre os custos mensais de operação: estudo de caso 3



Os valores esperados de armazenamento mensal obtidos pelas três metodologias são mostrados na Figura 64.

Figura 64 – Valores esperados de energia armazenada do SIN: estudo de caso 3



As Figuras 65 e 66 apresentam a geração hidráulica e geração térmica do sistema, respectivamente. Pode-se perceber, pela Figura 65, que os valores encontrados de geração hidráulica são próximos. Porém, a diferença do montante térmico/hidráulico pode ser melhor observada na Figura 66.

Figura 65 – Geração hidráulica do SIN: estudo de caso 3

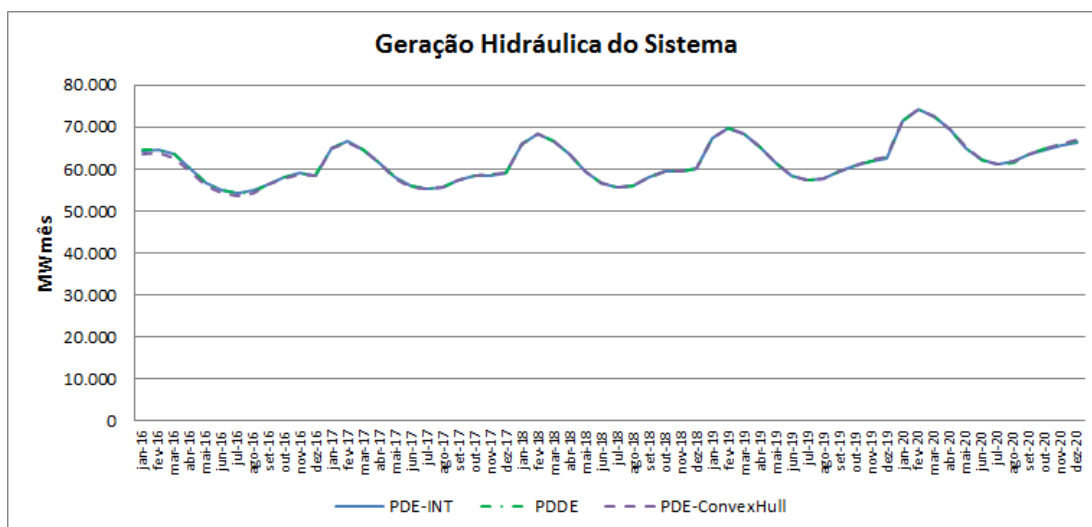
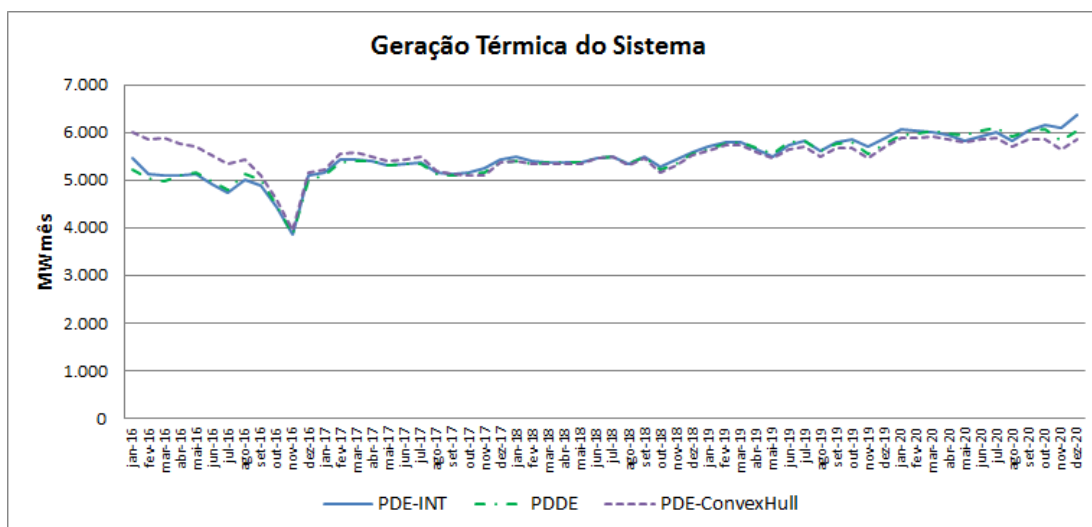
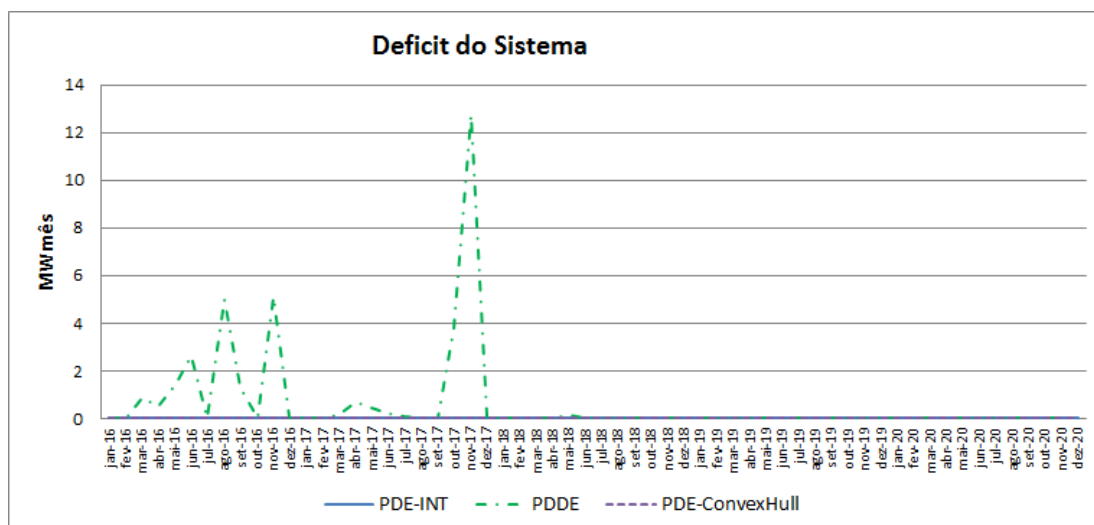


Figura 66 – Geração térmica do SIN: estudo de caso 3



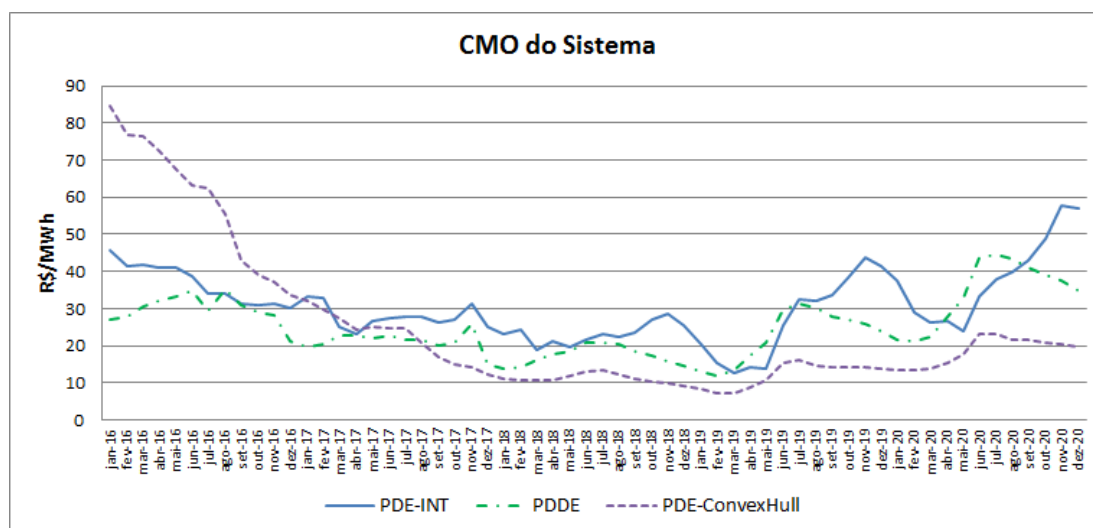
A Figura 67 apresenta o déficit esperado de todo o sistema durante o horizonte de planejamento. Destaca-se que a PDE-INT não apresentou déficit de energia, indicando uma operação segura.

Figura 67 – Déficit do SIN: estudo de caso 3



O CMO do sistema é apresentado na Figura 68. Neste caso, percebe-se uma maior variação do CMO durante o período de planejamento, quando comparado com o estudo de caso da seção anterior.

Figura 68 – Custo marginal de operação do SIN: estudo de caso 3



5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados da implementação da metodologia proposta neste trabalho.

No primeiro estudo de caso foi utilizado somente um cenário de afluências, ou seja, o problema foi tratado de forma determinística, e a PDE-INT foi comparada com uma solução ótima conhecida, que foi obtida através da PDDD, e ainda foi comparada

com a PDE-*ConvexHull* convencional. O desempenho da metodologia foi satisfatório e ainda obteve um tempo de processamento inferior às outras metodologias utilizadas, principalmente quando comparada com a PDE-*ConvexHull*.

Num segundo momento foi realizado um estudo de caso utilizando-se o histórico de afluições para o cálculo da política de operação, e para a simulação final utilizou-se um elevado número de cenários que foram gerados a partir do histórico de vazões, mas foram tratadas como eventos independentes. Neste caso, a PDE-INT foi comparada com a PDE-*ConvexHull* convencional e com a PDDE, que é a metodologia adotada oficialmente no planejamento do SIN. Conforme anteriormente, a metodologia proposta neste trabalho teve um excelente desempenho.

Comparando-se com PDE-*ConvexHull*, o algoritmo proposto proporcionou uma redução drástica no tempo computacional requerido para a resolução do problema, e ainda manteve coerentes os resultados. Observou-se ainda, que à medida que o número de discretizações aumenta, a redução no tempo computacional de processamento se torna mais significativa, e este fato é de fundamental importância para viabilização do uso da PDE na resolução do problema do planejamento energético de sistemas hidrotérmicos.

6 CONCLUSÕES

6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS E PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

O planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos tem como objetivo principal minimizar o custo total de operação durante o período de planejamento considerado. Neste tipo de sistema este objetivo é alcançado administrando o estoque de água nos reservatórios ao longo do tempo. Tal decisão tem um custo imediato, que está relacionado à utilização de geração térmica no presente, e um custo futuro, que está associado à expectativa de utilização do despacho térmico no futuro.

No caso do sistema brasileiro, este planejamento é um problema de otimização complexo, pois é de grande porte e sujeito a grandes incertezas, principalmente relacionadas às afluências futuras. Por isto, podem ser utilizadas diversas metodologias para tratamento do problema. De uma forma geral, as metodologias mais utilizadas na solução deste problema consistem na divisão do problema em diversas etapas, representando diferentes horizontes de planejamento.

As técnicas de programação dinâmica estocástica são amplamente utilizadas na resolução deste tipo de problema, pois são apropriadas para o tratamento de problemas multiestágios e ainda possuem a capacidade de tratar as incertezas relacionadas às afluências.

Neste trabalho é proposta uma metodologia alternativa para resolução do problema de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos utilizando a Programação Dinâmica Estocástica com discretização do intercâmbio de energia entre os subsistemas (PDE-INT). Para o cálculo da política energética, esta nova abordagem utiliza o algoritmo de fechos convexos para obtenção das funções de custo futuro, e os subsistemas equivalentes de energia são tratados de forma isolada e independente. Com isto, para a dinâmica da PDE são realizadas discretizações da energia armazenada e do intercâmbio líquido para cada subsistema. Desta forma diminui-se consideravelmente o número de problemas de programação linear a serem resolvidos, e ainda torna os problemas mais simples para serem resolvidos.

Para validação da metodologia proposta foram realizados alguns estudos de caso, considerando todo o sistema brasileiro, através dos quatro subsistemas/submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Os resultados obtidos através das simulações realizadas conciliou baixo esforço computacional com obtenção de soluções coerentes.

A principal contribuição deste trabalho é viabilizar a utilização da PDE na resolução do problema de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos. O baixo esforço computacional requerido pela metodologia proposta neste trabalho, em comparação com as técnicas tradicionais que utilizam programação dinâmica, indica que a mesma pode

ser utilizada para obtenção de resultados globais, servindo de base para refinamentos e estudos posteriores.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Conforme citado anteriormente, a partir de janeiro de 2016, houve uma mudança na representação oficial do SIN em problemas de planejamento, esta mudança considera um número maior de reservatórios equivalentes. Portanto, uma extensão natural deste trabalho é a adaptação da metodologia proposta para esta nova realidade, ou seja, considerar esta nova topologia com nove reservatórios equivalentes.

Para que não haja um aumento substancial no tempo de processamento, quando se considerar um número maior de reservatórios, pode-se implementar a utilização de computação paralela na resolução do problema, conforme proposto em [14] e [83].

Na resolução deste tipo de problema, é fundamental que se tenha uma boa aproximação da função de custo futuro, portanto, outro possível desenvolvimento é a utilização de outras técnicas na modelagem das funções de custo futuro.

Outro estudo seria a inclusão de uma modelagem que considere a tendência hidrológica, pois neste trabalho não foi considerada a interdependência temporal das afluições, utilizou-se uma abordagem a eventos independentes.

Atualmente, na resolução do problema de planejamento energético de médio prazo do SIN, utiliza-se a metodologia de aversão a risco denominada Valor Condicionado a um Dado Risco (CVaR), que tem como objetivo encontrar políticas operativas mais seguras. Seguindo esta premissa, outra melhoria importante seria verificar a possibilidade de inclusão desta metodologia de aversão a risco no presente trabalho.

REFERÊNCIAS

- [1] EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 - PDE 2024. [Http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx](http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx). Relatório Executivo.
- [2] FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., PEREIRA, M. V. F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 1990.
- [3] ONS, Site oficial do Operador Nacional do Sistema. [Http://www.ons.gov.br](http://www.ons.gov.br). Acessado em março de 2016.
- [4] TERRY, L. A., PEREIRA, M. V. F., ARARIPE, T. A., SILVA, L. F. C. A., SALES, P. R. H. Coordinating the energy generation of the brazilian national hydrothermal electrical generating system. *Interfaces*, 16(1):16–38, 1986.
- [5] SILVA, E. L. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Sagra Luzzatto, 2001.
- [6] MARCATO, A. L. M. *Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte*. Tese de doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.
- [7] TERRY, L. A., GOMES, F. B. M., PEREIRA, M. V. F. Modelo a Sistema Equivalente – Descrição Geral. Relatório Técnico, Rio de Janeiro, 1980.
- [8] PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimization of multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water resources research*, 21(6):779–792, 1985.
- [9] PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 11(3):161–169, 1989.
- [10] BENDERS, J. F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische mathematik*, 4(1):238–252, 1962.
- [11] CEPEL. Manual de Referência - Modelo DECOMP. Relatório Técnico, Rio de Janeiro, 2004. Versão 12.
- [12] CEPEL. Manual de Referência - Modelo Newave. Relatório Técnico Revisão 1, Rio de Janeiro, Janeiro 2012.
- [13] ANEEL, Site oficial da Agência Nacional de Energia Elétrica. [Http://www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acessado em março de 2016.
- [14] DIAS, B. H. *Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese de doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2010.
- [15] ARVANITIDITS, N. V., ROSING, J. Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89(2):319–326, Feb 1970.

- [16] ARVANITIDITS, N. V., ROSING, J. Optimal operation of multireservoir systems using a composite representation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89(2):327–335, Feb 1970.
- [17] CEPEL. Manual do Usuário - Programa Newave. Relatório Técnico, Rio de Janeiro, 2009. Versão 15.
- [18] SOUZA, R. C., OLIVEIRA, F. C., FERREIRA, P. C., MARCATO, A. L. M., DIAS, B. H., BRANDI, R. B. S., RAMOS, T. P. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos no Brasil: Geração de Cenários e Otimização*. Ed. PUC-Rio, 2014.
- [19] BRANDI, R. B. S. *Métodos de Análise da Função de Custo Futuro em Problemas Convexos: Aplicação nas Metodologias de Programação Dinâmica Estocástica e Dual Estocástica*. Tese de doutorado, UFJF, Juiz de Fora, 2016.
- [20] ONS/CCEE. Relatório de Validação do Modelo NEWAVE Versão 21.1.1. Relatório Técnico, Rio de Janeiro, Novembro 2015.
- [21] MARTINEZ, L., SOARES, S. Primal and dual stochastic dynamic programming in long term hydrothermal scheduling. In *Power Systems Conference and Exposition*, pages 1283–1288. IEEE, 2004.
- [22] BELLMAN, R. E. . *Dynamic Programming*. Princeton University Press, 1957.
- [23] YEH, W. G. Reservoir Management and Operations Models: A State-of-the-Art Review. *Water Resources Research*, 21:1797–1818, 1985.
- [24] LABADIE, J. W. Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review. *Journal of water resources planning and management*, 130(2):93–111, 2004.
- [25] LARSON, R. E. *State Incremental Dynamic Programming*. Elsevier, New York, 1968.
- [26] SHERKAT, V. R., CAMPO, R., MOSLEHI, K., LO, E. O. Stochastic long-term hydrothermal optimization for a multireservoir system. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 104(8):2040–2050, 1985.
- [27] BRAGA, B. P. F., YEH, W. G., BARROS, M. T. L. Stochastic optimization of multiple-reservoir-system operation. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 117(4):471–481, 1991.
- [28] HEIDARI, M., CHOW, V. T., KOKOTOVIC, P. V., MEREDITH, D. D. Discrete differential dynamic programming approach to water resources systems optimization. *Water Resources Research*, 7(2):273–282, 1971.
- [29] JACOBSON, D. H., MAYNE, D. Q. *Differential dynamic programming*. Modern analytic and computational methods in science and mathematics. American Elsevier Pub. Co., 1970.
- [30] MURRAY, D., YAKOWITZ, S. Constrained differential dynamic programming and its application to multireservoir control. *Water Resources Research*, 15(5):1017–1027, 1979.
- [31] GABLINGER, M., LOUCKS, D. P. Markov models for flow regulation. *Journal of the Hydraulics Division*, 96(1):165–181, 1970.

- [32] ARAÚJO, A. R., TERRY, L. A. Operação de sistema hidrotérmico utilizando programação dinâmica determinística. *Rev. Bras. de Energia Elétrica*, (29):44–45, 1974.
- [33] KELMAN, J., STEDINGER, J. R., COOPER, L. A., HSU, E., YUAN, S. Sampling stochastic dynamic programming applied to reservoir operation. *Water Resources Research*, 26(3):447–454, 1990.
- [34] FABER, B. A., STEDINGER, J. R. SSDP reservoir models using ensemble streamflow prediction (esp) forecasts. *Bridges*, 10(40569):157, 2001.
- [35] ABGOTTSPON, H. *Hydro power planning: Multi-horizon modeling and its applications*. Phd thesis, ETH Zurich, Zurich, Switzerland, 2015.
- [36] KLIGERMAN, A. S. Operação Ótima de subsistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação dinâmica estocástica dual. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas, 1992.
- [37] FINARDI, E. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando computação de alto desempenho. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis, 1999.
- [38] AZEVEDO FILHO, J. M. Imperativos da descentralização e coordenação da operação energética no Âmbito da reforma institucional do setor elétrico brasileiro. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.
- [39] MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., COSTA, F. S., DAMÁZIO, J. M., MELO, A. C. G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system. In *Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference-PSCC*, volume 2, pages 24–28, 2002.
- [40] SIQUEIRA, T. G. *Comparação entre Diferentes Abordagens de Programação Dinâmica no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.
- [41] BARBER, C. B., DOBKIN, D. P., HUHDANPAA, H. The quickhull algorithm for convex hulls. *ACM Transactions on Mathematical Software*, 22(4):469–483, 1996.
- [42] CORMEN, T. H., LEISERSON, C. E., RIVEST, R. L., STEIN, C. *Introduction to algorithms*. MIT press, USA, 2nd edition, 2001.
- [43] DIAS, B. H., TOMIM, M. A., MARCATO, A. L. M., RAMOS, T. P., BRANDI, R. B. S., SILVA JR, I. C., PASSOS FILHO, J. A. Parallel computing applied to the stochastic dynamic programming for long term operation planning of hydrothermal power systems. *European Journal of Operational Research*, 229(1):212 – 222, 2013.
- [44] MATOS, V. L. *Um Modelo para o Planejamento Anual da Operação Energética Considerando Técnicas Avançadas de Otimização Estocástica*. Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.
- [45] KELMAN, J., PEREIRA, M. V. F. Critérios de avaliação para modelos de séries hidrológicas. *IV SNPTEE*, 4, 1977.

- [46] SALAZAR, P. G., PEREIRA, M. V. F., KELMAN, J., GOMES, F. B. M. . Geração de séries hidrológicas mensais para estudos energéticos. *IV SNPTEE*, 4, 1977.
- [47] MACEIRA, M. E. P., MERCIO, C. M. V. B. Stochastic streamflow model for hydroelectric systems. In *In Anais do V International Conference PMAAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Vancouver, Canada, 1997.
- [48] JARDIM, D. L. D. D., MACEIRA, M. E. P., FALCÃO, D. M. Stochastic streamflow model for hydroelectric systems using clustering techniques. In *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*, volume 3, pages 6–pp. IEEE, 2001.
- [49] ROSENTHAL, R. E. A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system. *Operations Research*, 29(4):763–786, 1981.
- [50] SUN, Y. H., YEH, W., HSU, N. S., LOUIE, P. W. F. Generalized network algorithm for water-supply-system optimization. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 121(5):392–398, 1995.
- [51] LUND, J., FERREIRA, I. Operating rule optimization for missouri river reservoir system. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 122(4):287–295, 1996.
- [52] SOARES, S. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. *SBA: Controle e Automação*, 1(2):122–131, 1987.
- [53] CARNEIRO, A. A. F. M. *Contribuição ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas, 1991.
- [54] OLIVEIRA, G. G., SOARES, S. A second order network flow algorithm for hydrothermal scheduling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 10(3):1635–1641, Aug 1995.
- [55] CICOGNA, M. A. Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objetos. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999.
- [56] MARTINEZ, L. *Políticas de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.
- [57] ZAMBELLI, M. *Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo*. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas, 2009.
- [58] BERTSEKAS, D., TSITSIKLIS, J. N. Neuro-dynamic programming: an overview. In *Decision and Control, 1995., Proceedings of the 34th IEEE Conference on*, volume 1, pages 560–564. IEEE, 1995.
- [59] CASTELLETTI, A., RIGO, D., RIZZOLI, A. E., SONCINI-SESSA, R., WEBER, E. Neuro-dynamic programming for designing water reservoir network management policies. *Control Engineering Practice*, 15(8):1031–1038, 2007.

- [60] CARRANO, E. G., CARDOSO, R. T. N., TAKAHASHI, R. H. C., FONSECA, C. M., NETO, O. M. Power distribution network expansion scheduling using dynamic programming genetic algorithm. *Generation, Transmission and Distribution, IET*, 2(3):444–455, 2008.
- [61] ZHAO, D., YI, J., LIU, D. Particle swarn optimized adaptive dynamic programming. In *Approximate Dynamic Programming and Reinforcement Learning, 2007. ADPRL 2007. IEEE International Symposium on*, pages 32–37. IEEE, 2007.
- [62] CERVELLERA, C., CHEN, V. C. P., WEN, A. Optimization of a large-scale water reservoir network by stochastic dynamic programming with efficient state space discretization. *European Journal of Operational Research*, 171(3):1139–1151, 2006.
- [63] OLIVEIRA, R., LOUCKS, D. P. Operating rules for multireservoir systems. *Water resources research*, 33(4):839–852, 1997.
- [64] MIRANDA, V., SRINIVASAN, D., PROENCA, L. M. Evolutionary computation in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 20(2):89–98, 1998.
- [65] R. R. B. Aquino, M. A. Carvalho Jr, and B. A. Souza. Redes neurais artificiais: Uma aplicação ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de geração. In *Proceedings of the IV Brazilian Conference on Neural Networks-IV Congresso Brasileiro de Redes Neurais*, pages 164–169, 1999.
- [66] REIS, L. F. R., AKUTSU, J. Estratégias operacionais para sistemas de reservatórios via algoritmos genéticos (ags). *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, 7(3):5–17, 2002.
- [67] LEITE, P. T., CARNEIRO, A. A. F. M., CARVALHO, A. C. P. L. F. Energetic operation planning using genetic algorithms. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17(1):173–179, 2002.
- [68] LEITE, P. T., CARNEIRO, A. A. F. M., CARVALHO, A. C. P. L. F. Genetic operators setting for the operation planning of hydrothermal systems. In *Neural Networks, Brazilian Symposium on*, pages 124–124. IEEE Computer Society, 2002.
- [69] LEITE, P. T., CARNEIRO, A. A. F. M., CARVALHO, A. C. P. L. F. Aplicação de algoritmos genéticos na determinação da operação Ótima de sistemas hidrotérmicos de potência. *Sba: Controle e Automação - Sociedade Brasileira de Automatica*, 17(1):81–88, 2006.
- [70] SACCHI, R., CARNEIRO, A. A. F. M., ARAUJO, A. F. R. Simulação da operação de sistemas hidroelétricos utilizando políticas de operação via redes neurais. In *5Th Latin American Congress: Electricity Generation and Transmission*, 2005.
- [71] AMENDOLA, A. F. Meta-heurísticas de otimização aplicadas à coordenação hidrotérmica. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- [72] SOARES, M. P. Otimização multicritério da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando algoritmos genéticos. Dissertação de mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2008.

- [73] RABELO, R. A. L., CARNEIRO, A. A. F. M., BRAGA, R. T. V. An energetic operation policy using fuzzy controllers for maximization of benefits in the brazilian hydrothermal power system. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pages 1–7. IEEE, 2009.
- [74] ROBERTO, K. C. A. Controle de parâmetros em meta-heurística para coordenação hidrotérmica no horizonte de médio prazo. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- [75] MONTE, B., SOARES, S. Fuzzy inference systems approach for long term hydrothermal scheduling. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES*, pages 1–7. IEEE, 2009.
- [76] BERBERT, P. C., YAMAKAMI, A., FRANÇA, F. O. Abordagem bio-inspirada para o problema de planejamento hidrelétrico. *Anais do XLIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (XLIII SBPO)*. Ubatuba, Brasil, pages 1–6, 2011.
- [77] CICOGNA, M. A. *Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas, 2003.
- [78] LOPES, J. E. G. *Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica*. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.
- [79] ZAMBON, R. C. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte*. Tese de doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- [80] DUARTE, V. S. *Teoria da Decisão Aplicada ao Planejamento da Operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro*. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- [81] PSR. SDDP - Manual do Usuário. Relatório Técnico, Rio de Janeiro, Maio 2013. Versão 12.0.
- [82] PSR. NCP Model - User Manual. Relatório Técnico, Rio de Janeiro, December 2014. Version 5.13.
- [83] BRANDI, R. B. S. Processo iterativo de construção da função de custo futuro na metodologia pde – convex hull. Dissertação de mestrado, UFJF, Juiz de Fora, 2011.
- [84] MDDH, Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico. [Http://www.mddh.com.br](http://www.mddh.com.br). Junho de 2016.
- [85] SOUZA, R. C., MARCATO, A. L. M., DIAS, B. H., OLIVEIRA, F. L. C., FERREIRA, P. G. C., BALDIOTI, H. R., AGRELIO, B., CALILI, R. F., RAMOS, T. P., BRANDI, R. B. S., LOREY, L. F., IHA, F. H., GUIMARAES, F. O. B. Modelos de otimização do despacho hidrotérmico. *VIII CITENEL e IV SEENEL*. Salvador, BA, pages 1–11, 2015.
- [86] CCEE, Site oficial da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. [Http://www.ccee.gov.br](http://www.ccee.gov.br). Acessado em maio de 2016.