

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Coordenação de Sistemas Hidrotérmicos: Uma Análise de Diferentes  
Formulações Matemáticas para fins de Otimização Energética.**

**Thiago Pereira Pietrafesa**

**Itajubá, novembro de 2015**

**Universidade Federal de Itajubá**  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Thiago Pereira Pietrafesa**

**Coordenação de Sistemas Hidrotérmicos: Uma Análise de Diferentes  
Formulações Matemáticas para fins de Otimização Energética.**

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos necessários à obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Prof. Dr. José Wanderlei Marangon Lima

**Co-Orientador:** Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz

**Novembro de 2015**  
**Itajubá - MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Thiago Pereira Pietrafesa**

**Coordenação de Sistemas Hidrotérmicos: Uma Análise de Diferentes  
Formulações Matemáticas para fins de Otimização Energética**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 06 de novembro de 2015, conferindo ao autor o título de *Mestre em Ciências em Engenharia elétrica*.

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. José Wandelei Marangon Lima  
Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz  
Prof. Dr. André Luís Marques Marcato  
Prof. Dr. António Carlos Zambroni de Souza

Itajubá, 2015

# Dedicatória

Dedicada aos meus pais,  
aos meus avós,  
à minha esposa e a  
todos os professores  
com os quais tive a felicidade de aprender.

# Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos meus pais e avós, que desde o início de minha educação me ensinaram de maneira clara à importância e a beleza do conhecimento e do esforço, e por sempre me apoiarem até os dias de hoje. Sem eles com certeza eu não seria o mesmo.

Agradecer a minha esposa Gisele, com quem eu tenho a felicidade de dividir meus anseios, sonhos e medos, que desde o início deste trabalho me ajuda, apoia e torce para que eu tenha sucesso, mesmo muitas vezes sem entender nada do assunto foi peça fundamental para a conclusão deste trabalho, mesmo sem dizer nada, apenas estando ao meu lado. Queria agradecer ao meu sogro Marcos e a minha sogra Clara, que me acolheram, me apoiaram e me ajudam muito.

Aos meus amigos de curso, por toda a ajuda e apoio, aos meus amigos da República Tilsa, por terem me acolhido, me incentivado, me divertido e proporcionado muitos momentos de alegria e amizade sincera durante a realização deste trabalho. À Tia Eliza por sua generosidade, e aos meus grandes amigos Rafael Jabor, João Neto, Samuel Bustamante, Joyce Michele, Marcos Neto e Saulo Ribeiro, que de maneira direta ou indireta me auxiliaram na realização deste trabalho.

Não mais a Universidade Federal de Itajubá, e seus respectivos funcionários e Docentes do departamento de Graduação e Pós-Graduação do curso de Engenharia Elétrica, por todas as horas de convívio, dedicação, aprendizado, conhecimento e inspiração. De maneira especial ao professor José Wanderley Marangon Lima, pela oportunidade, confiança e todo auxílio durante a realização deste trabalho, ao professor e amigo Anderson Rodrigo de Queiroz também pela oportunidade, confiança, pelo convívio, paciência e todo tempo de dedicação e ensinamentos.

Ao meu grande amigo, que o considero um professor, Welinton Dias, que de maneira muito especial esteve presente na realização deste trabalho, obrigado por todas as horas de convívio, conversas, ensinamentos e trabalho juntos, obrigado pela dedicação, generosidade e paciência para me auxiliar durante todo esse tempo.

A CPFL Energia na figura do meu Gestor Alecsandri de Almeida Souza Dias e pares, por permitir me ausentar em algumas ocasiões para a conclusão deste trabalho.

Por fim, gostaria de agradecer a Deus, a Nossa Senhora, ao Espírito Santo, e a todos os Guias que me acompanham.

Sem cada uma das pessoas aqui listadas, e ainda outras que injustamente deixei de citar, deixo aqui meu profundo muito obrigado! Sem vocês com toda certeza a conclusão deste trabalho e realização deste sonho não seria possível.

## Resumo

Este trabalho propõe o desenvolvimento, implementação e análise de dois diferentes modelos matemáticos para tratar do problema de planejamento do despacho hidrotérmico para o sistema elétrico brasileiro. Atualmente, existe um modelo que utiliza a programação linear estocástica de múltiplos estágios para solucionar o problema de despacho hidrotérmico de médio prazo presente no programa NEWAVE. Esse modelo é resolvido para horizontes de cinco anos com discretização mensal, utilizando a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) juntamente com a técnica de agregação de usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes de energia para cada região (REE). Estes equivalentes permitem diminuir a dimensionalidade do problema, no qual, o parâmetro estocástico é a energia natural afluente (ENA). O modelo proposto caracteriza-se por uma formulação onde os reservatórios equivalentes são definidos a partir das bacias hidrográficas. A técnica de modelagem também é baseada em programação linear estocástica de múltiplos estágios, mas utilizando as bacias como agrupamentos básicos ao invés das regiões geográficas. A variável estocástica é a vazão natural afluente aos empreendimentos de geração, que posteriormente dentro do modelo de otimização é transformada em energia natural afluente para cada REE. Através desta modelagem matemática é possível utilizar informações relevantes e particulares de cada bacia ao longo do horizonte de planejamento para fins de otimização. A segregação do sistema em bacias e o uso das características específicas de cada uma delas faz com que o acoplamento espacial das usinas hidrelétricas do sistema seja melhor representado. Além disso, a modelagem por bacias apresenta um pequeno acréscimo no número variáveis de decisão e restrições estruturais quando comparado a um modelo de despacho hidrotérmico que considera usinas hidrelétricas individualizadas. Além do desenvolvimento e implementação da nova formulação matemática (modelo de otimização do despacho hidrotérmico por bacias hidrográficas utilizando previsão de vazões naturais afluentes) neste trabalho serão apresentadas diversas simulações baseadas em casos com características reais do sistema elétrico brasileiro, visando analisar o comportamento de diferentes abordagens do problema.

Palavras-chave: Despacho Hidrotérmico, Programação Dinâmica Dual Estocástica, Otimização.

## *Abstract*

This work proposes the implementation and analyses of two different mathematical models to deal with the hydrothermal scheduling problem (HTSP). A multi-stage stochastic optimization model of the HTSP using aggregated reservoir representation (ARR) for each region of a power system has been used in Brazil since the 1990s decade. This model, called NEWAVE, is destined to the planning horizon of five years ahead with monthly discretization, and it uses the stochastic dual dynamic programming (SDDP) algorithm to find solutions for the problem. The NEWAVE model uses the ARR first stated in to represent all the hydro plants inside a region into a unique equivalent energy reservoir. NEWAVE model uses as the stochastic parameter the natural inflow energy. The aim to model the problem using ARR technique is to reduce the dimensionality of the mathematical formulation. As a solution for the problem, generation targets are defined for each ARR during the planning horizon.

As a possible option to the HTSP model used in Brazil, this work shows the development of a mathematical formulation and the implementation of a HTSP optimization model by river basins. The model technique is based in multi-stage stochastic optimization representation of HTSP using different ARR for each river basin instead of ARR by power system regions. The stochastic parameter of this new optimization model is the natural stream flows of water to the hydropower generators. We show that, in the optimization model, the natural stream flows can be transformed into energy in each ARR and decisions can be performed more precisely.

Through this HTSP mathematical model with ARR by river basins it is possible to use relevant and particular information of each river basin along the planning horizon to represent the problem in a more realistic manner and improve the performance of the decisions taken. For instance, specific regional climatic phenomena, soil use, and terrain characteristics can be considered to be explanatory factors of the natural stream flows of water. The segregation of the system in river basins and the use of specific characteristics of each one of them make the space coupling of the hydro plants to be better represented. Besides this, the model by river basins shows a modest number of decision variables and structural constraints when compared to a hydrothermal dispatch model that consider individualized hydro plants. We present a study case comparing the developed methodology with the one that is currently been used in Brazil.

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>11</b>
<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>11</b>
1.1    CONTEXTUALIZAÇÃO .....	11
1.2    ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO .....	13
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>15</b>
<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>15</b>
2.1    CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	15
2.2    PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO .....	16
▪    Usinas hidráulicas com reservatório .....	18
▪    Usinas hidráulicas a fio d'água .....	18
▪    Pequenas centrais hidrelétricas .....	19
2.3    REPRESENTAÇÃO A RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DE ENERGIA .....	20
2.4    ALGORITMOS DE SOLUÇÃO .....	22
2.5    MODELOS DE PREVISÃO DE VAZÕES .....	23
<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>27</b>
<b>METODOLOGIA ATUAL DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA</b> .....	<b>27</b>
3.1    CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	27
3.2    REPRESENTAÇÃO À RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DE ENERGIA (REE) .....	29
3.2.1  Modelagem Matemática .....	30
a.    Índices e Conjuntos .....	30
b.    Parâmetros Determinísticos e Funções .....	30
c.    Parâmetros Estocásticos .....	31
d.    Variáveis de Decisão .....	32
e.    Formulação Matemática .....	32
3.3    METODOLOGIA DE SOLUÇÃO .....	36
3.3.1  Programação Linear estocástica Multi-Estágio .....	36
3.3.2  Processo Estocástico Envolvendo as Afluências de Água .....	40
a.    Caso de Independência Entre Estágios .....	40
b.    Caso de Dependência Entre Estágios .....	41
3.3.3  Programação Dinâmica Dual Estocástica .....	42
a.    Algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) .....	44
<b>CAPÍTULO 4</b> .....	<b>47</b>
<b>PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA POR BACIAS HIDROGRÁFICAS</b> .....	<b>47</b>
4.1    CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	47
4.2    MODELAGEM MATEMÁTICA .....	48
a.    Índices e Conjuntos .....	49
b.    Parâmetros Determinísticos e Funções .....	49
c.    Parâmetros Estocásticos .....	49
d.    Variáveis de Decisão .....	50
e.    Formulação Matemática .....	50
4.3    MODELO PROBABILÍSTICO PARA GERAÇÃO DAS SÉRIES SINTÉTICAS DE VAZÃO .....	54



4.4	EXEMPLO DA FORMULAÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA EQUIVALENTE UTILIZANDO REE POR BACIAS HIDROGRÁFICAS .....	55
a.	<i>Energia Natural Afluente para REE-B</i> .....	55
b.	<i>Energia Controlável para REE-B</i> .....	56
c.	<i>Energia Fio D'água para REE-B</i> .....	58
d.	<i>Cascatas pertencentes a diferentes REE-B</i> .....	59
e.	<i>Exemplo de Cálculo da ENA para REE-B com a Presença de Usinas Fictícias</i> .....	61
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>		<b>63</b>
<b>ESTUDO DE CASO .....</b>		<b>63</b>
5.1	INTRODUÇÃO .....	63
5.2	CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA REDUZIDO .....	67
5.3	SIMULAÇÃO E RESULTADOS .....	75
<b>CAPÍTULO 6 .....</b>		<b>84</b>
<b>CONCLUSÕES .....</b>		<b>84</b>
6.1	SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	85
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>87</b>
<b>ANEXO I .....</b>		<b>91</b>
A.1	<i>Características construtivas de cada UHE</i> .....	91
a.	<i>Altura de queda do reservatório</i> .....	91
b.	<i>Potência instalada da usina hidráulica</i> .....	91
c.	<i>Produtibilidade</i> .....	92
d.	<i>Área de superfície do reservatório</i> .....	93
A.2	<i>Parâmetros do Sistema Equivalente</i> .....	93
a.	<i>Energia armazenável máxima</i> .....	94
b.	<i>Energia controlável</i> .....	95
c.	<i>Energia não-controlável (a fio d'água)</i> .....	95
d.	<i>Energia natural afluente</i> .....	96
e.	<i>Energia de vazão mínima</i> .....	97
f.	<i>Geração hidráulica máxima</i> .....	97
g.	<i>Perdas por energia evaporada</i> .....	98
h.	<i>Perdas de energia para enchimento dos volumes mínimos de reservatórios</i> .....	99
i.	<i>Perdas de energia por desvio de água</i> .....	100
j.	<i>Energia de usinas hidráulicas operando com menor número de máquinas (submotorizadas)</i> 101	
k.	<i>Geração de Pequenas Usinas</i> .....	102
A.3	<i>Usinas de geração térmica</i> .....	102
A.4	<i>Demanda do Sistema Elétrico</i> .....	103

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 – PROCESSO DE DECISÃO PARA PROBLEMA DE PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO.....	17
FIGURA 2 - REPRESENTAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS EM CASCATA .....	20
FIGURA 3 - REPRESENTAÇÃO DE UMA ARVORE DE CENÁRIOS DE TRÊS ESTÁGIOS. ....	39
FIGURA 4 - ARVORE DE CENÁRIOS COM INDEPENDÊNCIA ENTRE ESTÁGIOS. ....	41
FIGURA 5 - ÁRVORE DE CENÁRIOS COM DEPENDÊNCIA ENTRE ESTÁGIOS. ....	42
FIGURA 6 – ETAPAS FORWARD E BACKWARD DO ALGORITMO PDDE.....	43
FIGURA 7 - REPRESENTAÇÃO DE REE POR SUBSISTEMAS E POR BACIAS HIDROGRÁFICAS .....	47
FIGURA 8- USINAS EM CASCATA, PERTENCENTES À REE-Bs DISTINTOS. ....	59
FIGURA 9 - CASCATAS PERTENCENTES AOS SEUS RESPECTIVOS REES .....	60
FIGURA 10 – CONFIGURAÇÃO FINAL DAS CASCATAS DE CADA REE.....	61
FIGURA 11 - MAPA COM AS PRINCIPAIS BACIAS HIDROGRÁFICAS DO BRASIL (FONTE ONS 2015) .....	63
FIGURA 12 - CONFIGURAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SIN POR BACIAS (FONTE ONS 2015) .....	65
FIGURA 13 - VAZÃO MENSAL MÉDIA DE ALGUMAS BACIAS .....	66
FIGURA 14 - MATRIZ DE RESTRIÇÕES DO PRIMEIRO ESTÁGIO DO ESTUDO DE CASO - 5 BACIAS .....	78
FIGURA 15 - CONVERGÊNCIA REE-B COM VOLUME INICIAL DE 30% .....	79
FIGURA 16 - CONVERGÊNCIA REE POR SUBSISTEMAS COM VOLUME INICIAL DE 30% .....	79
FIGURA 17 - CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO MÉDIO DO PERÍODO PARA O SUBSISTEMA SE/CO .....	80
FIGURA 18- CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO MÉDIO DO PERÍODO PARA O SUBSISTEMA SUL.....	80
FIGURA 19 - GERAÇÃO HIDRÁULICA CONTROLÁVEL MÉDIA DO PERÍODO PARA O SISTEMA REDUZIDO .....	81
FIGURA 20 - GERAÇÃO TÉRMICA MÉDIA DO PERÍODO PARA O SISTEMA REDUZIDO .....	81
FIGURA 21 - ENERGIA ARMAZENADO AO FINAL DO PERÍODO PARA O SUBSISTEMA SE/CO.....	82
FIGURA 22 - ENERGIA ARMAZENADO AO FINAL DO PERÍODO PARA O SUBSISTEMA SUL .....	82
FIGURA 23 - CUSTO TOTAL MÉDIO DE OPERAÇÃO PARA O SISTEMA REDUZIDO DURANTE O HORIZONTE DE ESTUDO DE ESTUDO. ....	83
FIGURA 24 - DEMANDA EM CADA NÍVEL DE CARGA .....	104

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - DADOS PARA O CALCULO DA ENA NO CASO EXEMPLO.....	61
TABELA 2 - BACIAS SELECIONADAS PARA O ESTUDO DE CASO .....	68
TABELA 3 - ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA POR BACIA POR CONFIGURAÇÃO [MWMÉDIO] .....	71
TABELA 4 - ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA POR SUBSISTEMA POR CONFIGURAÇÃO [MWMÉDIO].....	71
TABELA 5 - GERAÇÃO HIDRÁULICA MÁXIMA POR BACIA POR CONFIG. [MWMÉDIO] .....	72
TABELA 6 - GERAÇÃO HIDRÁULICA MÁXIMA POR SUBSISTEMA POR CONFIG. [MWMÉDIO] .....	72
TABELA 7 - USINAS TÉRMICAS UTILIZADAS NO ESTUDO DE CASO .....	73
TABELA 8 - GERAÇÃO MÉDIA ANUAL DE UNIDADES NÃO DESPACHÁVEIS DURANTE O HORIZONTE DE ESTUDO [MWMÉDIO].....	74
TABELA 9 - VALORES DE DEMANDA MÉDIA ANUAL PARA O SUBSISTEMA SE/CO [MWMEDIO].....	75
TABELA 10 - VALORES DE DEMANDA MÉDIA ANUAL PARA O SUBSISTEMA SUL [MWMEDIO] .....	75

## ABREVIACOES

SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
REE	Reservatório Equivalente de Energia
REE-B	REE por Bacias Hidrográficas
ENA	Energia Natural Afluenta
PD	Programação Dinâmica
PDD	Programação Dinâmica Dual
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
CUPPS	<i>Cutting-plane and partial-sampling</i>
LHS	<i>Latin Hypercube</i>
QMC	Quasi-Monte Carlo
ARMA	Autorregressivo de Média Móvel
ARIMA	Autorregressivos Integrados de Média Móvel
SARIMA	<i>Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average</i>
PARMA	<i>Periodic ARMA</i>
PAR(p)	Periódico Autorregressivo de ordem (p)
DLM	<i>Dynamic Linear Model</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
MAE	Mercado Atacadista de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
FAC	Função de Autocorrelação
FACP	Função de Autocorrelação Parcial

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Contextualização

A indústria de fornecimento de energia elétrica surgiu no final do século XIX, a partir da iniciativa privada nos Estados Unidos da América. O primeiro projeto de sistemas elétricos de geração e distribuição foi feito por Thomas Edson com objetivos comerciais. Instalado em 1882, na área de Wall Street, distrito financeiro da cidade de Nova York, o sistema composto por seis unidades geradoras e potência total de 700 [kW], gerados em corrente contínua, alimentava 7200 lâmpadas em 110 [V].

No Brasil no ano de 1879, o imperador D. Pedro II inaugura a instalação de seis lâmpadas elétricas na antiga Estação da Corte, e 4 anos mais tarde Campos (RJ) se tornou a primeira cidade da América do Sul a receber iluminação pública. No ano de 1889 é inaugurada a primeira central hidrelétrica instalada no Brasil para serviços de utilidade pública, a usina de Marmelos-Zero, instalada no rio Paraibuna, com o objetivo de fornecer energia elétrica para a cidade de Juiz de Fora. A potência instalada no país, que em 1883 era de 52 [kW], entrou no século XX com 12 mil [KW], predominantemente de usinas térmicas. Após 1900 o Brasil descobriu sua vocação, e a capacidade instalada em usinas hidrelétricas passou a crescer rapidamente (KLINGERMAN, 1992).

Em 1903 surge no Brasil o primeiro texto da lei sobre energia elétrica, este autorizava o governo federal a promover por via administrativa ou mediante concessão o aproveitamento dos recursos hídricos, facultando sobre o seu uso. Em 1934 surge então o Código de Águas, introduzindo modificações substanciais na sistemática com que tais recursos eram explorados, fortalecendo a presença da União no setor de energia elétrica. Em 1939 o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica é criado, tendo como finalidade, através de regulamentação e fiscalização, assegurar um serviço adequado, com tarifas razoáveis e ao mesmo tempo garantir a estabilidade financeira das empresas. No início da década de 50, a economia brasileira se encontrava então na perspectiva de uma crise energética. A iniciativa privada desde algum tempo já não vinha respondendo em ritmo condizente

com a demanda. Em resposta ao déficit na produção de energia, o governo passou a participar na produção de energia. O governo federal e os governos estaduais se tornaram acionistas de empresas e começam a constituir suas próprias usinas, assumindo cada vez mais as rédeas do processo de geração e transporte da energia elétrica. Esta estatização do setor elétrico possibilitou o desenvolvimento de capacitação nacional nas áreas de engenharia de projetos, consultoria e construção de usinas hidrelétricas. As conquistas da engenharia nacional neste período vão de grandes projetos hidrelétricos nacionais á participações em várias obras no exterior, conseguidas através de licitação competitiva, provas do avanço técnico alcançado.

Em meados da década de 1970, com a crise do petróleo, emergiram os primeiros sinais de que a época de ouro do setor elétrico havia chegado ao fim. No entanto, a opção por usinas hidrelétricas continuava a ser a mais promissora com o avanço do modelo estatal. Este modelo perdura até a década de noventa onde volta-se ao modelo privado que com uma regulamentação mais aprimorada passa a apresentar vantagens competitivas ao modelo estatal.

Seguindo a tendência mundial de reestruturação do setor elétrico, o Governo Federal em 1996 deu início ao processo de reestruturação do setor elétrico Brasileiro. Os objetivos principais desse processo eram a inserção da competição no segmento de geração e comercialização de energia elétrica e a regulamentação e fiscalização dos segmentos de distribuição e transmissão. Entre 1995 e meados de 1997, o Ministério de Minas e Energia (MME) elaborou um trabalho juntamente com consultores liderados pela Coopers&Lybrand que estabeleceu as linhas gerais do modelo do setor elétrico Brasileiro. Passam a existir duas formas de compra e venda de energia: através do livre mercado, passando pelo mercado atacadista de energia (MAE), administrado atualmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ou através de contratos bilaterais normalmente representando contratos de longo prazo. A operação física do sistema interligado nacional incluindo o despacho de geração continua a ser feito através de programas de despacho hidrotérmico, ou seja, continua a ser feito de forma centralizada como no modelo estatal anterior. Esta operação centralizada da geração e da rede de transmissão passa a ser feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Como os programas de otimização do despacho fornecem como dado complementar as sensibilidades quanto ao aumento de carga nos vários sub-sistemas, estes programas fornecem os custos marginais de operação que servem como base na definição dos preços

de mercado de energia elétrica, denominados de preços de liquidação das diferenças (PLD).

Esta forte reestruturação enfrentada pelo sistema elétrico Brasileiro nas últimas décadas, vem impulsionando a diversificação e o surgimento de novos agentes no setor elétrico gerando uma necessidade de mecanismos e ferramentas cada vez mais eficientes para previsão e despacho da geração frente a diversos cenários hidrológicos uma vez que são também responsáveis pela formação dos preços de energia.

Neste contexto, buscando resultados mais precisos e fidedignos, este trabalho propõe uma análise comparativa entre diferentes metodologias para a realização do planejamento de médio prazo do despacho hidrotérmico nacional.

Mais precisamente entre duas metodologias, sendo uma delas proposta neste trabalho, que utiliza, a representação do potencial de geração hidráulica em Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) agregados por bacias hidrográficas (REE-B), e como modelo de previsões hidrológicas, para a geração das séries sintéticas de vazões, os Modelos Dinâmicos Lineares (DLM). Comparada à metodologia apresentada em (CEPEL, 2011) e (QUEIROZ, 2011) que utiliza a técnica de REE, agregados por subsistemas elétricos.

## **1.2. Estruturação do trabalho**

Na sequência desta dissertação, o Capítulo 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica a respeito do planejamento de médio prazo e conseqüentemente do problema de despacho hidrotérmico. Inicialmente é feita uma descrição do problema de forma global e, posteriormente, maiores detalhes sobre esse problema, como trabalhos da literatura e metodologias de solução, são apresentados.

O Capítulo 3 faz um detalhamento do despacho hidrotérmico de médio prazo no Brasil. Os aspectos relacionados às suas características, restrições, objetivos e peculiaridades. Em seguida, é detalhada a metodologia de agregação das unidades hidrelétricas REE, apresentam-se suas características e a modelagem matemática. Ainda no mesmo capítulo, é discutido o algoritmo de otimização, Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), utilizado atualmente para resolver modelos matemáticos relacionados ao problema de despacho hidrotérmico de médio prazo no Brasil.

No Capítulo 4, a metodologia de agregação de usinas hidrelétricas em REE-B, proposta por esta dissertação, é discutida e contextualizada. São apresentadas suas motivações, sua modelagem matemática, o modelo de previsão de afluências utilizado pela mesma e com o intuito de melhor compreensão de alguns conceitos envolvidos, está presente no final do capítulo, um simples exemplo de cálculo de alguns parâmetros necessários ao modelo de REE-B.

No Capítulo 5, são expostos e analisados os resultados obtidos nas simulações realizadas a partir de ambas as formulações matemáticas para a coordenação do sistema hidrotérmico nacional discutidas nesta dissertação (REE e REE-B). Estão presentes também neste capítulo, características físicas do sistema elétrico nacional, consideradas pelo caso base utilizado nas simulações, além de informações a respeito da implementação e desempenho computacional de ambas as formulações.

Finalmente, no Capítulo 6, algumas conclusões e propostas de desenvolvimentos futuros estão apresentadas.



## Capítulo 2

### Revisão Bibliográfica

#### 2.1. Considerações iniciais

O sistema de geração e transmissão de energia elétrica brasileiro, denominado, Sistema Interligado Nacional (SIN), caracteriza-se pela forte predominância de Usinas Hidrelétricas (UHEs), aproximadamente 71% da matriz elétrica brasileira em 2014 (MME, 2015), espalhadas por praticamente toda a vasta extensão do território nacional, interconectada por uma extensa rede de linhas transmissão. Este, classificado como um sistema hidrotérmico de grande porte, predominantemente hidrelétrico e com complementação termelétrica, concentra características únicas no mundo. Demandando intensos estudos a respeito de seu planejamento e coordenação com o intuito de atender à demanda nacional de energia elétrica otimizando ao máximo a utilização dos recursos naturais e financeiros empregados neste processo.

O objetivo principal de um problema de coordenação hidrotérmica é otimizar os recursos disponíveis de maneira a minimizar o custo esperado de operação, observando ainda padrões adequados de confiabilidade no suprimento (Matos , 2008) .

A operação de sistemas hidrotérmicos, assim como sua coordenação, consiste em estudos e procedimentos que visão a utilização ótima de recursos disponíveis como: UHEs, Usinas Termoelétricas (UTEs) e a rede de transmissão.

As atividades realizadas na operação centralizada do SIN, no Brasil coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), podem ser agrupadas nas seguintes áreas (FILHO, 2000):

- **Planejamento da Operação:** englobando os estudos e análises operacionais, com um horizonte de 5 anos a 1 semana à frente em direção ao futuro.
- **Programação da Operação (ou Pré-Despacho):** englobando as atividades operacionais desenvolvidas dentro de um horizonte de uma semana à frente até o dia que antecede a operação propriamente dita.

- **Supervisão e Coordenação em Tempo Real (ou Despacho):** englobando as atividades que vão desde a operação em tempo real até algumas horas à frente.
- **Análise e Estatística Pós-Operativa:** englobando as atividades de análise dos resultados da operação, armazenando os dados estatísticos que irão realimentar as áreas acima mencionadas.
- **Contabilização e Faturamento Energético.**

Este trabalho tem como foco o planejamento de médio prazo da operação energética nacional, com um horizonte de estudos plurianual segmentado em base mensal, o qual se enquadra no primeiro subitem da lista das atividades relacionadas à operação do sistema.

## 2.2. Planejamento Hidrotérmico

Em um sistema elétrico composto por UHEs e UTEs, como o SIN, o operador do sistema pode optar pelo uso da água disponível nos reservatórios das UHEs para produzir eletricidade. Esta escolha evita despesas de despacho das UTEs, mas pode colocar em risco a disponibilidade hídrica em períodos futuros. Caso o operador do sistema decida por usar uma grande quantidade de água hoje para produzir eletricidade e no futuro ocorrer uma seca poderá ser necessário despachar mais UTEs, que são economicamente mais caras (ex.: geradores a diesel), para atender a demanda ou mesmo realizar corte de carga. Este procedimento pode gerar gastos desnecessários para o sistema. Por outro lado, se o operador do sistema decidir por armazenar água para uso futuro e grandes aflúências de água ocorrerem, possivelmente o operador deverá tomar a decisão de verter certo volume de água dos reservatórios das UHEs, o que implicaria em um desperdício de energia potencial e dinheiro.

A disponibilidade de água para produção de eletricidade está relacionada às capacidades de armazenamento dos reservatórios e às aflúências de água futura das bacias hidrográficas destes reservatórios. Na maioria das vezes a geração térmica deve ser usada para complementar a quantidade necessária de eletricidade para atender a demanda do sistema. No entanto, o uso otimizado dos sistemas hídricos e térmicos pode reduzir os custos totais de operação do SIN. A Figura 1 apresenta o processo de decisão ao qual o operador do sistema é submetido constantemente na operação do sistema hidrotérmico.

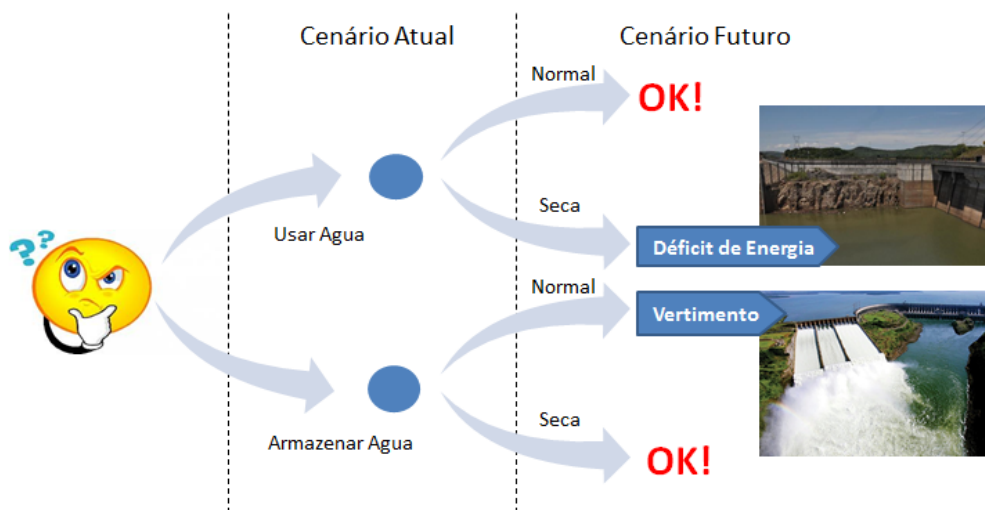


Figura 1 – Processo de decisão para problema de planejamento hidrotérmico

A capacidade disponível de geração hidráulica em um dado período depende da quantidade de água armazenada no reservatório. Se esta geração hidráulica for parte de um sistema em cascata (existirem geradores a montante e/ou a jusante no mesmo curso de água), a quantidade de água que chega a cada aproveitamento hidráulico será influenciada pelas decisões operacionais aplicadas aos empreendimentos posicionados a montante na cascata, originando a característica de acoplamento espacial ao problema.

Afluências naturais de água são responsáveis por grande parte do futuro suprimento de água que estará disponível para geração de eletricidade. Estas afluências futuras de água e a natureza estocástica relacionada a elas tornam o problema de planejamento hidrotérmico mais complexo. Este problema é dinâmico e acoplado no tempo pelo fato de decisões tomadas no período atual afetarem diretamente as condições de suprimento futuras. O benefício da utilização da água estocada nos reservatórios em um determinado instante é medido em função da economia de combustível das UTEs e déficits futuros. A Figura 1 apresenta a intuição atrás desta ideia.

Num problema como este, onde existem múltiplos reservatórios interconectados que precisam ser programados em muitos períodos. Combinado com a característica estocástica das afluências significa que o problema pode ser classificado como um problema de programação estocástica múltiplos estágios, de grande porte, com acoplamento temporal e espacial, onde o objetivo é determinar a quantidade ótima de geração de energia de origem hidráulica e térmica a ser produzida em cada período, satisfazendo as restrições

do problema de tal forma que os custos futuros da operação do sistema sejam minimizados (QUEIROZ, 2011).

As UHEs possuem o papel principal no planejamento hidrotérmico. Em modelos mais simples onde o sistema de geração, contendo apenas UTEs, está atendendo à uma demanda, esta demanda é atendida pela abordagem de menor custo, i.e., UTEs são despachadas em ordem ascendente de custo até que a demanda seja atendida. Já em um sistema com UHEs, pode-se produzir eletricidade utilizando a água, teoricamente sem nenhum custo, reduzindo muito os custos operacionais do processo. Por outro lado, as UHEs, ao contrário das UTEs, são influenciadas por particularidades climáticas, uma vez que o montante de geração hidráulica disponível em um sistema elétrico é diretamente proporcional às suas afluições de água. Basicamente existem três tipos principais de usinas hidráulicas:

- **Usinas hidráulicas com reservatório**

UHEs com reservatórios possuem a capacidade de armazenar água em um momento de afluições favoráveis para ser utilizada em períodos futuros na produção de eletricidade. A maior parcela da energia hidráulica produzida no SIN prove de UHEs com reservatórios de acumulação, onde a energia potencial da água represada é transformada em eletricidade ao passar pelo conjunto turbina/gerador. A quantidade de energia gerada é proporcional à diferença de altura entre o nível de água do reservatório e o nível de descarga da água, denominada altura de queda do reservatório, e também à produtibilidade ( $\rho_r$ ) de cada usina, parâmetro que representa a eficiência de cada UHE para transformar água em energia.

- **Usinas hidráulicas a fio d'água**

UHEs fio d'água também podem possuir reservatórios, porém suas capacidades são pequenas quando comparadas as outras UHEs com reservatório de acumulação. Em uma UHE fio d'água, é essencialmente impossível armazenar água. Assim, o fluxo de água é usado para gerar eletricidade ou é vertido, dependendo da capacidade de geração e afluições de cada UHE em cada período de tempo.

▪ **Pequenas centrais hidrelétricas**

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) mais comumente instaladas apresentam capacidades instaladas entre 1 a 30 [MW], mas existem também usinas com potência menor que 1 [MW]. Essas usinas são similares às usinas a fio d'água, com pequeno ou mesmo nenhum reservatório. Distinguem-se pequenas centrais hidrelétricas das usinas a fio d'água, devido à necessidade de equipamentos específicos para atender simultaneamente os requisitos de alto fornecimento de potência, restrições ambientais e confiabilidade. Usualmente, devido ao baixo fornecimento de energia e a variação sazonal, estas usinas não são consideradas como UHEs regularizadas no planejamento hidráulico. Em vez disso, a energia produzida por essas usinas em um dado período é simplesmente subtraída da demanda do sistema elétrico.

As UTEs por sua vez, movidas por diversos tipos de combustíveis, também desempenham um importante papel na confiabilidade do sistema. Durante os períodos de condições hidrológicas desfavoráveis as UTEs podem ser despachadas para ajudar a atender a demanda. Isto permite o armazenamento de água nos reservatórios das UHEs e a produção de energia num período futuro se necessário.

Na formulação de um modelo de planejamento hidrotérmico com gerações hidráulicas individualizadas, deseja-se determinar metas de geração para cada UHE e UTE, em vários períodos de tempo, com o objetivo de minimizar os custos totais de operação. Neste cenário, representado por usinas individualizadas, os parâmetros relacionados com afluências de água, vazões turbinadas, água vertida e água armazenada são representados por volumes de água. Em geral, como o modelo representa um sistema interconectado em cascata, as estratégias adotadas por cada usina a montante pode afetar todas as usinas a sua jusante. Dependendo do horizonte de planejamento do modelo e do tempo de discretização do mesmo, volumes de água que são usados para produzir eletricidade e volumes de água que são vertidos de reservatórios a montante, são disponibilizados ao mesmo tempo ao próximo reservatório a jusante, podendo ser armazenados no mesmo ou utilizados para produzir eletricidade novamente. Logo, exceto pelas afluências de água, a quantidade de água disponível para cada reservatório depende das decisões operacionais a montante.

A Figura 2 retrata um sistema de UHEs em cascata. Os triângulos representam UHEs com reservatórios de acumulação e os círculos representam UHEs a fio d'água. Neste cenário, decisões operacionais das UHEs 1 à 5 tem influência na disponibilidade

de água para as UHEs 6 e 7. A UHE 7 também é influenciado pelas decisões do gerador 6. E assim por diante.

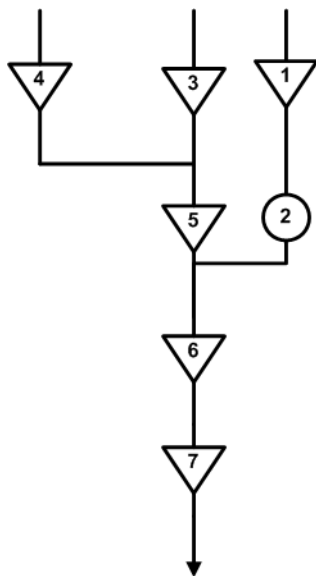


Figura 2 - Representação de usinas hidrelétricas em cascata

### 2.3. Representação a Reservatório Equivalente de Energia

Com o objetivo de reduzir a dimensão do problema quando representado por UHEs individualizadas, uma representação para o problema de planejamento hidrotérmico usualmente utilizada refere-se à uma aglomeração de diversas UHEs em um REE.

A representação REE, ou simplesmente modelo equivalente, foi primeiro mencionada por Pierre Massé na década de 40, seguido por Little, J.D.C. (1955) e Avantidis e Rosing (1970). A agregação de reservatórios é uma simplificação utilizada em um período onde a precisão da representação individualizada perde a importância frente às incertezas das vazões futuras (Klingerman, 1992). Esta representação é uma técnica de agregação usada para reduzir o tamanho do modelo pela agregação de vários reservatórios de uma região específica em um único REE. O uso desta técnica reduz consequentemente o esforço computacional exigido para resolver o problema de planejamento hidrotérmico.

No Brasil, a representação a REE tem sido usada desde a década de 1970 para modelar o sistema nacional em problemas de planejamento hidrotérmico. A solução de modelos matemáticos que usavam a REE eram obtidas através do uso da técnica de Programação Dinâmica Determinística, e as decisões de operação de UTEs eram tomadas em função do nível de reserva do sistema. A partir de então foi desenvolvido um novo

modelo de otimização da operação das UTEs, por Programação Dinâmica Estocástica, em que as decisões eram tomadas em função do nível de reserva do sistema e também da tendência hidrológica no momento (TERRY, 1980).

Desde a década de 1990, a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) passou a ser utilizada para se obter soluções de problemas de despacho de geração individualizados ou aqueles que utilizavam REE em suas formulações (MACEIRA, et al., 1998; 2002; 2008).

O objetivo em se formular um modelo de planejamento hidrotérmico com uma representação a REE é minimizar os custos de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento sujeitos a um conjunto de restrições. Com a diferença de que no modelo com REEs, a ideia principal é lidar com todas as informações em termos de energia, em vez de água. Vazões naturais afluentes e volumes de reservatório são transformados em energia para um REE, “Energia Natural Afluente” (ENA), usando as produtividades das UHEs ao longo da cascata. Agora em vez de uma solução produzindo metas individuais para as UHEs, uma solução produz metas de geração para cada REE durante o horizonte de planejamento.

Os reservatórios das UHEs de uma região, geralmente com características climáticas semelhantes, são agregados dentro de um único REE, que é equivalente à soma do montante de energia armazenada de cada UHE que participa daquela composição. As afluências de energia são divididas em afluências controláveis e não-controláveis, ambas podem ser usadas para produção imediata de eletricidade, mas apenas as afluências controláveis podem ser armazenadas para uso futuro. Existem perdas de energia para o REE devido à evaporação, desvio de água (ex.: para uso em agricultura) além de possíveis vertimentos de água.

Marcato (2002) apresenta em seu trabalho uma aplicação híbrida do modelo com REE junto com UHEs individualizadas objetivando um refinamento do modelo de operação de médio prazo. A partir da proposta de seu trabalho, é possível que parte do sistema, à qual se deseje focar algum tipo de estudo, seja representada de forma mais detalhada, como no modelo à UHEs individualizadas. Ao mesmo tempo, a representação da estocasticidade das afluências continua sendo feita de maneira minuciosa, sem apresentar grandes problemas de dimensionalidade e esforço computacional, permitindo ainda que a representação híbrida seja aplicada durante um período específico. Após estes estágios de detalhamento, é utilizada exclusivamente a representação a REE com a possibilidade

de acoplamento hidráulico, uma vez que a representação individualizada não é de extrema relevância para estágios distantes do inicial.

Em Matos (2008) é apresentada uma análise comparativa entre representação à REE agregado por subsistema elétrico e por cascata, no planejamento anual da operação. Em seu trabalho Matos observa que ao agregar as usinas em REE por cascata representam-se melhor suas tendências hidrológicas do que quando agregado por subsistemas, obtendo-se uma maior consistência de resultados nos casos avaliados, porém com um tempo de processamento três vezes maior. A descrição do problema de planejamento hidrotérmico a longo termo para o sistema Brasileiro, a discussão da necessidade do modelo de previsão de afluência de energia e a comparação dos méritos relativos ao modelo de REE via subsistemas elétricos versus agregação via cascata hidrológica também pode ser encontrada em (Matos, et al., 2008).

É possível construir um REE para representar quantas UHEs que forem desejadas. Atualmente, é mais usual criar um REE para cada região do sistema elétrico, sendo que cada região possui um conjunto de UHEs onde as características das vazões naturais afluentes tendem a ser similares. Sua desvantagem é a desconsideração de restrições locais tais como as diversidades hidrológicas entre as bacias componentes.

## **2.4. Algoritmos de Solução**

No início dos estudos sobre despacho hidrotérmico considerando incertezas a maioria dos trabalhos a respeito do tema utilizavam, como algoritmo de solução, técnicas de Programação Dinâmica Estocástica - PDE. A principal limitação encontrada na utilização da PDE como algoritmo de solução era a chamada “Maldição da Dimensionalidade” presente na Programação Dinâmica - PD, que torna o problema intratável, quando a dimensão do vetor de variáveis de estado é de médio ou grande porte. Contudo, eram necessários métodos capazes de lidar com problemas desta natureza, de tamanhos reais, e como pioneiro nessa linha surge a Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE (Pereira, 1989) e (Pereira e Pinto, 1991) baseada no algoritmo de decomposição de Benders (BENDERS, 1962) e técnicas de Simulação de Monte Carlo. Atualmente, os avanços computacionais aliados ao desenvolvimento dos algoritmos de simulação e otimização, têm motivado novos estudos com o intuito de verificar a viabilidade da utilização da PDE (Dias, et al., 2010).



Uma importante aplicação de algoritmos baseados em Decomposição de Benders para um problema de despacho hidrotérmico é apresentada em Pereira e Pinto (1985). Utilizando um método baseado em um número modesto de cenários, os autores se propõem a resolver um problema de três estágios, a partir dos quais se representa parcialmente a característica estocástica das afluições, onde cada combinação representa um possível histórico de vazões. A função objetivo consiste em minimizar o custo esperado de operação composto pelos custos de combustível, das gerações térmicas, mais possíveis penalidades por não atendimento da demanda.

Algoritmos de decomposição baseados em amostragem para problemas de múltiplos estágios foram introduzidos a partir da ideia de se inserir amostras em Algoritmos de Decomposição de Benders Aninhados. Esse tipo de problema que trata de árvores de cenários de grande porte é inviável dimensionalmente para ser solucionado de maneira exata, fazendo com que observações de parâmetros aleatórios sejam amostradas a cada estágio, buscando convergência até que satisfaça algum critério de parada (Chen & Powell, 1999).

Pereira e Pinto (1991) apresenta a PDDE como uma metodologia para a solução de problemas de otimização estocástica de múltiplos estágios, baseada na aproximação da função de custo futuro por uma função linear por partes, obtida através das soluções duais do problema de otimização em cada estágio, que são utilizadas na construção dos cortes de Benders. Nesta metodologia não é necessária a discretização de todos os estados, e a explosão combinatória com o número de estados é evitada. No trabalho destes autores, o algoritmo é aplicado em um sistema de 39 usinas do Sul/Sudeste brasileiro, sendo 22 com reservatório e 17 a fio d'água. A solução ótima é obtida após cinco iterações.

## **2.5. Modelos de Previsão de Vazões**

Em estudos energéticos, critérios de suprimento são baseados na estocasticidade das afluições dos rios. Processos estocásticos envolvem incertezas, assim pode-se dizer que o planejamento hidrotérmico é realizado a partir da simulação da operação energética do sistema para diversos cenários (sequências) de afluições aos aproveitamentos hidrelétricos ou subsistemas.

O problema de previsão das afluições dos rios pode ser tratado de diferentes maneiras. Pode-se optar por prever os dados brutos, ou seja, as vazões de água, ou prever

energia, que são as afluências de água transformadas em energia (Energia Natural Afluente, ENA) utilizando as produtibilidades do conjunto turbina/gerador e a altura de queda de cada usina (Matos, et al., 2008). Pode-se também optar por trabalhar com um REE, ou a trabalhar com UHEs individuais. Segundo Marcato (2002), a ENA pode ser calculada em base diária, semanal, mensal ou anual e também por bacias e por subsistemas, de acordo com os sistemas de aproveitamentos hidrelétricos existentes nas configurações de bacias hidrográficas e de subsistemas elétricos. Uma ótima revisão a respeito de modelos de previsão de vazões da literatura é apresentada em (Wang, 2006).

Os métodos disponíveis para previsão hidrológica se dividem em duas categorias: modelos hidrológicos conceituais denominados “rainfall-runoff” (chuva-vazão), e métodos baseados em dados, tais como, regressão, séries temporais, e modelos baseados em redes neurais artificiais. Os modelos hidrológicos do tipo “rainfall-runoff” transformam precipitações em vazões baseados em equações físicas e empíricas. Os componentes envolvidos nesse processo de transformação são, por exemplo, a evaporação, infiltração, interceptação, umidade do solo, uso do solo, entre várias condições meteorológicas, como temperatura do ar e radiação solar (Moradkhani, et al., 2004); (Collisschonn, et al., 2007). Como os modelos conceituais dependem de um conhecimento preciso dos mecanismos físicos básicos de vazão de um local em particular, as técnicas baseadas em dados ganharam maior popularidade no campo da hidrologia na última década (Wang, 2006). Modelos baseados em dados são definidos com base nas conexões entre variáveis de estado (de entrada, internas, e de saída) demandando pouco conhecimento do comportamento físico do sistema (Solomatine, 2002). Isto faz com que estes modelos de previsão possam ser facilmente estendidos e aplicados a diferentes locais e condições.

Os mais populares modelos de séries temporais univariadas aplicados aos problemas de previsão de afluências são os modelos Auto-regressivos de Média Móvel (ARMA) e suas variantes (Box & Jenkins, 1976). Estes são elaborados sobre o pressuposto da estacionariedade, ou seja, as propriedades estatísticas do processo não são uma função do tempo, o que os tornam mais comumente usados para previsão de vazões anuais. Séries de vazões com escala de tempo menor que um ano (por exemplo: mensal ou trimestral) geralmente apresentam sazonalidade, porque os fenômenos hidrológicos variam de uma estação para a outra. De acordo com Hipel e McLeod (1994) três tipos de modelos podem ser aplicados a estas séries: o modelo “Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average” (SARIMA), o modelo “Periodic ARMA” (PARMA) e o modelo “Deseasonalized

ARMA”. Os modelos “Deseasonalized ARMA” e o PARMA são utilizados para descrever séries que possuem estacionariedade dentro de cada estação (Maceira & Damazio, 2006); (Mondal & Wasimi, 2006). Já a família dos modelos SARIMA pode ser ajustada para séries de dados, onde o nível, e talvez, outras características, mudem dentro de cada estação ao longo dos anos (NOAKES, et al., 1985) e (BENDER & SIMONOVIC, 1994).

O modelo atualmente adotado por hidrólogos para previsão de vazões no Brasil é o modelo “Periódico Auto-regressivo de ordem p” (PAR(p)) onde p é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos auto-regressivos (Maceira & Damazio, 2006). Segundo Hipel e McLeod (1994) a montagem de um modelo PAR para uma série temporal sazonal é como montar um modelo auto-regressivo (AR) separado para cada estação do ano.

Em Box e Jenkins (1976) é proposta uma metodologia de previsão baseada no ajuste de modelos sequenciais da família ARIMA (auto-regressivos integrados e de médias móveis) às séries históricas. O modelo ajustado deve gerar um resíduo, correspondente à diferença entre os valores gerados pelo modelo e os valores históricos, que seja uma sequência de variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas. Geralmente, essa sequência de variáveis aleatórias tem distribuição normal com média zero e variância constante, e não apresenta qualquer dependência serial, também conhecido por ruídos brancos (OLIVEIRA, 2010).

Essa metodologia foi estendida para a família PAR e consiste de três etapas: a primeira, de identificação da ordem dos modelos, uma para cada “estação”, utilizando a função de autocorrelação parcial. A segunda trata-se da estimativa dos coeficientes auto-regressivos utilizando o sistema de equações de Yule-Walker. A terceira e última etapa é a verificação do modelo realizada por meio de testes estatísticos com intuito de verificar se as hipóteses assumidas nas etapas anteriores foram devidamente atendidas. Caso contrário, será necessário retornar à primeira etapa para a apresentação de novos parâmetros, e assim sucessivamente.

O modelo auto-regressivo periódico PAR(p) não é utilizado no caso do despacho hidrotérmico brasileiro com fins de previsão, mas sim para simulações de cenários hidrológicos. Porém é importante que o modelo possua uma boa capacidade preditiva, uma vez que quanto mais próximo do que realmente ocorrerá no futuro for a geração de cenários, melhor será o planejamento da operação hidrotérmica.

Uma das premissas básicas do modelo PAR(p) é que a série deve ser estacionária, porém isso nem sempre é verdade em problemas reais, principalmente devido às mudanças climáticas e de uso do solo.

Quando a série apresenta apenas uma tendência de aumento ou diminuição no volume de água, essa tendência pode ser facilmente retirada da série através de regressão. A série transformada, agora estacionária, pode ser então representada por qualquer modelo da família ARIMA. Porém, há um tipo de não estacionariedade, relacionada à sazonalidade, que não é tão simples de ser extraída da série. Essa não estacionariedade pode ser explicada, por exemplo, por atrasos no período úmido devido à alteração no regime de chuvas da bacia. Quando esse é o caso, os modelos ARIMA não geram uma boa representação da série, sendo necessário utilizar outros modelos capazes de lidar com essa não estacionariedade, garantindo a geração de cenários mais condizentes com as afluências futuras.

Em Lima, Popova, & Damien (2013) é proposta a utilização de um novo modelo matemático para representação das séries de vazão por bacias, “*Dynamic Linear Model*” (DLM), baseado em modelos dinâmicos lineares. A grande vantagem desse modelo é que os seus parâmetros são dinâmicos, ou seja, variam com tempo se ajustando a mudanças de comportamento da série, o que permite seu emprego em séries não estacionárias.

Além da capacidade de modelar a não estacionariedade, outra vantagem do DLM frente ao modelo PAR(p) atualmente utilizado no sistema brasileiro é o desenvolvimento de um modelo para cada bacia em vez de considerar a divisão por subsistema: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste (LIMA, 2011).

## Capítulo 3

# Metodologia Atual do Planejamento da Operação Energética

### 3.1. Considerações iniciais

A partir de meados da década de 70, o sistema eletro-energético brasileiro passa a ser operado de forma coordenada, visando minimizar os custos globais de produção de energia elétrica e aumentar a confiabilidade do atendimento, através da interação entre os agentes. Conceitualmente, a operação centralizada do SIN está embasada na interdependência operativa entre as usinas, causada pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em sequência em várias bacias hidrográficas. Desta forma, a operação de uma determinada UHE depende das vazões liberadas a montante por outras UHEs, que podem ser de outras empresas, ao mesmo tempo em que sua operação afeta as UHEs a jusante, de forma análoga.

A integração eletro-energética entre os sistemas de produção e transmissão de energia permite, através de uma operação coordenada, o aproveitamento ótimo da água, transferindo energia entre as regiões geoeletricas do país e tirando o melhor proveito da diversidade hidrológica entre as mesmas. As UTEs, por sua vez, desempenham um papel estratégico relevante, pois garantem maior nível de segurança. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, como vivenciadas atualmente em nosso país, as UTEs são despachadas, permitindo o armazenamento de água nos reservatórios das UHEs, visando assegurar o atendimento futuro. No contexto atual, outras fontes de energia também vem sendo incentivadas no sentido de prover alternativas para o atendimento energético, como no caso da energia eólica, com grande potencial localizado nas regiões Nordeste e Sul além da energia solar em todo território do Brasil.

De modo a aproveitar os recursos energéticos de forma eficiente, modelos matemáticos e ferramentas computacionais foram desenvolvidas para a solução dos despachos hidrotérmicos ótimos em cada usina do sistema, afim de obter uma operação interligada eficiente a um custo mínimo.

Em um problema de despacho hidrotérmico com usinas individualizadas, onde as vazões afluentes aos reservatórios são conhecidas ao longo do período de planejamento, assim como também o volume inicial dos reservatórios, o problema de operação ótima de um sistema hidrotérmico pode ser formulado conforme mostrado a seguir (LIMA, 2011):

$$Z = \min \sum_{t=1}^T \beta_t c_t w_t \quad (3.1)$$

$$v_{t+1,i} = v_{ti} + a_{ti} - u_{ti} - s_{ti} + \sum_{m \in M_i} (u_{tm} + s_{tm}) \quad (3.2)$$

$$\sum_{i \in I_{Hk}} \rho_i u_{ti} + \sum_{j \in I_{Tk}} g_j + \sum_{l \in I_{\Omega k}} f_{kl} = d_k \quad (3.3)$$

$$f_{tkl} = \gamma_{kl} \Delta \theta_{tkl} \quad (3.4)$$

$$v_{t+1,i} \leq \bar{v}_i \quad (3.5)$$

$$u_{ti} \leq \bar{u}_i \quad (3.6)$$

$$g_{tj} \leq \bar{g}_j \quad (3.7)$$

$$f_{tkl} \leq \bar{f}_{tkl} \quad (3.8)$$

Onde:

T	Horizonte de Planejamento
$\beta_t$	Fator de Desconto Mensal
$c_t$	Vetor custo
$w_t$	Vetor contendo todas as variáveis do problema
$v_{ti}$	Volume armazenado na usina hidrelétrica i no início do estágio t
$a_{ti}$	Volume afluente à usina i durante o estágio t
$u_{ti}$	Volume turbinado pela usina i durante o estágio t
$s_{ti}$	Volume vertido na usina i durante o estágio t
$M_i$	Conjunto de usinas imediatamente a montante de i

$\bar{v}_i$	Volume máximo armazenável na usina $i$
$\bar{u}_i$	Volume máximo turbinável da usina $i$
$I_{Hk}$	Conjunto de usinas hidrelétricas na barra $k$
$I_{Tk}$	Conjunto de usinas térmicas na barra $k$
$I_{\Omega k}$	Conjunto dos fluxos de potência na barra $k$
$\rho_i$	Produtividade da usina $i$

A função objetivo do problema (3.1) minimiza o custo operativo através da escolha ótima das variáveis envolvidas, dadas as suas restrições. A Equação (3.2) representa a restrição de balanço hídrico dos reservatórios: O volume armazenado ao final do estágio é igual ao volume armazenado no início do estágio mais o volume afluente, menos o volume turbinado e vertido, mais os volumes defluentes das usinas imediatamente a montante. Em (3.3) tem-se à restrição de atendimento da demanda de energia elétrica: A soma das gerações hidrelétricas (dadas pelo produto do volume turbinado pela produtividade de cada usina), das térmicas e dos fluxos em uma dada barra, deve ser igual à demanda desta barra em cada estágio. A Equação (3.4) representa a restrição de fluxo de potência DC nas linhas de transmissão. Enquanto que (3.5), (3.6), (3.7) e (3.8) representam respectivamente as restrições de limites: de armazenamento, turbinamento, de geração térmica e de carregamento nas linhas de transmissão.

### 3.2. Representação à Reservatório Equivalente de Energia (REE)

Conforme exposto no Capítulo 2, a representação de UHEs por meio de REEs é uma técnica utilizada para reduzir o tamanho do problema através da agregação de vários reservatórios de uma região específica em um único REE, necessária para tornar possível a resolução do problema de coordenação hidrotérmica de médio prazo em sistemas reais de grande porte, como o sistema elétrico brasileiro.

Esta representação é usada no Brasil desde a década de 1970, inicialmente junto com a PDE e a partir de 1990 até os dias de hoje, juntamente com a PDDE.

É possível construir um REE para representar quantas gerações hidráulicas se queira. Atualmente no SIN é utilizado um REE para representar cada uma das quatro sub-regiões do sistema elétrico (Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste e Norte). A principal

distinção entre a representação a usinas individualizadas e a REE é que nesta última tem-se que as variáveis se referem a decisões de energia (MWmédio) produzida, e no caso individualizado, essas decisões são de volumes ( $\text{hm}^3$ ) e vazões ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

Este capítulo apresenta uma descrição do problema de despacho hidrotérmico de médio prazo utilizando REEs. Os parâmetros do sistema equivalente, presentes nas formulações seguintes, são calculados de acordo com a metodologia utilizada atualmente pelo programa NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (CEPEL, 2011) descritos no Anexo I.

### 3.2.1 Modelagem Matemática

Nas próximas subseções, é apresentada a formulação matemática do problema de despacho hidrotérmico, utilizado atualmente no sistema elétrico brasileiro, baseada em REE por subsistemas de energia.

#### a. Índices e Conjuntos

- $i, j \in I$  Subsistemas de energia;
- $i \in I^+$  Subsistemas de energia e nós virtuais;
- $(i, j) \in E$  Pares de subsistemas com possibilidade de intercâmbio de energia;
- $g \in G$  Geradores térmicos;
- $G_i$  Subconjunto de geradores térmicos no subsistema  $i$ ;
- $k \in K$  Níveis de demanda;
- $\ell \in L$  Patamares de déficit de energia;
- $L_i$  Subconjunto dos níveis de déficit no subsistema  $i$ ;
- $t \in T$  Estágio de tempo.

#### b. Parâmetros Determinísticos e Funções

- $\beta$  Taxa de desconto;
- $c_g^t$  Custo de geração térmica da usina  $g$ , no estágio  $t$  [R\$/MWmês];
- $\rho_g^t$  Custo de corte de carga no patamar  $\ell$ , no estágio  $t$  [R\$/MWmês];
- $d_{i,k}^t$  Demanda no subsistema  $i$ , durante o nível de carga  $k$ , e no estágio  $t$  [MWmês];
- $\overline{GT}_{g,k}^t$  Máxima geração térmica da usina  $g$  para o nível de carga  $k$ ;



$\underline{p}_{i,j,k}^t$	Mínimo valor de intercâmbio da região $i$ para o subsistema $j$ , para o nível de carga $k$ no estágio $t$ ;
$\bar{p}_{i,j,k}^t$	Máximo valor de intercâmbio do subsistema $i$ para o submercado $j$ , para o nível de carga $k$ no estágio $t$ ;
$\underline{x}_i^t$	Limite inferior de armazenamento de energia para o subsistema $i$ no estágio $t$ ;
$\bar{x}_i^t$	Limite superior de armazenamento de energia para o subsistema $i$ no estágio $t$ ;
$ena_{i,t}$	Energia natural afluyente determinística para o REE do subsistema $i$ no estágio $t$ ;
$\bar{u}_{\ell,k}^t$	Limite superior da demanda não atendida no patamar de déficit $\ell$ , durante o nível de carga $k$ , no estágio $t$ [MWmês];
$f_1^t(\cdot)$	Função representativa das restrições de balanço de energia. É função do armazenamento do estágio $t - 1$ e da energia natural afluyente disponível no estágio atual $t$ [MWmês];
$f_{2,k}^t(\cdot)$	Função representativa das restrições de atendimento à demanda no nível de carga $k$ . É função de armazenamento do estágio $t - 1$ e da energia natural afluyente disponível no atual estágio $t$ [MWmês];
$f_{3,k}^t(\cdot)$	Função representativa das restrições de geração hidrelétrica, para um nível de carga $k$ . É função do armazenamento do estágio $t - 1$ e energia natural afluyente disponível no atual estágio $t$ [MWmês].

**c. Parâmetros Estocásticos**

$ena_{i,t}^\omega$	Energia natural afluyente no subsistema $i$ , no estágio $t$ , para o cenário estocástico $\omega$ [MWmês];
$ena_t^\omega$	Vetor de energias naturais afluyentes no subsistema $i$ , no estágio $t$ , para o cenário estocástico $\omega$ [MWmês];
$ena_t$	Representação do vetor aleatório de energias naturais afluyentes para os REEs de cada subsistema no estágio $t$ .

**d. Variáveis de Decisão**

- $x_i^t$  Armazenamento de energia no REE do subsistema  $i$ , no estágio  $t$  [MWmês];
- $gh_{i,k}^t$  Geração hidrelétrica no REE do subsistema  $i$ , durante um nível  $k$  de carga, no estágio  $t$  [MWmês];
- $s_i^t$  Água vertida no REE do subsistema  $i$ , no estágio  $t$  [MWmês];
- $gt_{g,k}^t$  Geração térmica no gerador  $g$ , durante um nível  $k$  de carga, no estágio  $t$  [MWmês];
- $u_{\ell,k}^t$  Demanda não atendida no nível  $\ell$ , de déficit, durante um nível  $k$  de carga, no estágio  $t$  [MWmês];
- $p_{i,j,k}^t$  Transferências de energia de região  $i$  para região  $j$ , durante um nível  $k$  de carga, no estágio  $t$  [MWmês];
- $y_{i,k}^t$  Variável excedente para representar uma geração de energia superior à permitida na região  $i$ , durante um nível  $k$  de carga, no estágio  $t$  [MWmês].

Neste modelo assume-se que a energia natural afluyente (ENA) ao REE de cada subsistema é conhecida no início do atual estágio  $t$ .

**e. Formulação Matemática**

$$z^* = \min \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \left[ \sum_{g \in G_i} c_g^1 gt_{g,k}^1 + \sum_{\ell \in L_i} \rho_{\ell}^1 u_{\ell,k}^1 \right] + \frac{\mathbb{E}_{b_2|b_1} h_2(x^1, b_2)}{(1 + \beta)} \quad (3.9)$$

$$\text{s. a. } x_i^1 + \sum_{k \in K} gh_{i,k}^1 + s_i^1 = f_1^1(x_i^0, b_{i,1}) \quad \forall i \in I \quad (3.10)$$

$$gh_{i,k}^1 + \sum_{g \in G_i} gt_{g,k}^1 + \sum_{\ell \in L_i} u_{\ell,k}^1 - \sum_{j:(i,j) \in E} p_{i,j,k}^1 + \sum_{j:(j,i) \in E} p_{j,i,k}^1 - y_{i,k}^1 = f_{2,k}^1(x_i^0, b_{i,1}) \quad \forall k \in K, \forall i \in I \quad (3.11)$$

$$gh_{i,k}^1 - y_{i,k}^1 \leq f_{3,k}^1(x_i^0, b_{i,1}) \quad \forall k \in K, \forall i \in I \quad (3.12)$$

$$\sum_{i:(i,j) \in E} (p_{i,j,k}^1 - p_{j,i,k}^1) = 0 \quad \forall k \in K, \forall i \in I^+ \setminus I \quad (3.13)$$

$$gh_{i,k}^1, s_i^1, y_{i,k}^1 \geq 0 \quad \forall k \in K, \forall i \in I \quad (3.14)$$

$$0 \leq gt_{g,k}^1 \leq \overline{GT}_{g,k}^1 \quad \forall k \in K, \forall g \in G \quad (3.15)$$

$$\underline{p}_{i,j,k}^1 \leq p_{i,j,k}^1 \leq \overline{p}_{i,j,k}^1 \quad \forall k \in K, \forall (i,j) \in E \quad (3.16)$$

$$0 \leq u_{\ell,k}^1 \leq \overline{u}_{\ell,k}^1 \quad \forall k \in K, \forall \ell \in L \quad (3.17)$$

$$\underline{x}_i^1 \leq x_i^1 \leq \overline{x}_i^1 \quad \forall i \in I \quad (3.18)$$

Note que  $x_i^0$  é a quantidade de energia armazenada disponível para ser utilizada no primeiro estágio. Para os estágios  $t = 2, \dots, T$ , temos que:

$$h_t(x^{t-1}, b_t^\omega) = \min \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \left[ \sum_{g \in G_i} c_g^t gt_{g,k}^t + \sum_{\ell \in L_i} \rho_\ell^t u_{\ell,k}^t \right] + \frac{\mathbb{E}_{b_{t+1}|b_1, \dots, b_t} h_{t+1}(x^t, b_{t+1})}{(1 + \beta)} \quad (3.19)$$

$$\text{s. a.} \quad x_i^t + \sum_{k \in K} gh_{i,k}^t + s_i^t = f_1^t(x_i^{t-1}, b_{i,t}^\omega) \quad \forall i \in I \quad (3.20)$$

$$gh_{i,k}^t + \sum_{g \in G_i} gt_{g,k}^t + \sum_{\ell \in L_i} u_{\ell,k}^t - \sum_{j:(i,j) \in E} p_{i,j,k}^t + \sum_{j:(j,i) \in E} p_{j,i,k}^t - y_{i,k}^t = f_{2,k}^t(x_i^{t-1}, b_{i,t}^\omega) \quad \forall k \in K, \forall i \in I \quad (3.21)$$

$$gh_{i,k}^t - y_{i,k}^t \leq f_{3,k}^t(x_i^{t-1}, b_{i,t}^\omega) \quad \forall k \in K, \forall i \in I \quad (3.22)$$

$$\sum_{i:(i,j) \in E} (p_{i,j,k}^t - p_{j,i,k}^t) = 0 \quad \forall k \in K, \forall i \in I^+ \setminus I \quad (3.23)$$

$$gh_{i,k}^t, s_i^t, y_{i,k}^t \geq 0 \quad \forall k \in K, \forall i \in I \quad (3.24)$$

$$0 \leq gt_{g,k}^t \leq \overline{GT}_{g,k}^t \quad \forall k \in K, \forall g \in G \quad (3.25)$$

$$\underline{p}_{i,j,k}^t \leq p_{i,j,k}^t \leq \overline{p}_{i,j,k}^t \quad \forall k \in K, \forall (i,j) \in E \quad (3.26)$$

$$0 \leq u_{\ell,k}^t \leq \overline{u}_{\ell,k}^t \quad \forall k \in K, \forall \ell \in L \quad (3.27)$$

$$\underline{x}_i^t \leq x_i^t \leq \overline{x}_i^t \quad \forall i \in I \quad (3.28)$$

Usa-se  $f_1^t(\cdot)$ ,  $f_{2,k}^t(\cdot)$ ,  $f_{3,k}^t(\cdot)$  para representar o lado direito das restrições estruturais para simplificar a formulação. Pode-se representar essas funções mais detalhadamente da seguinte forma:

$$f_1^t(x_i^{t-1}, b_{i,t}^\omega) = \delta_i^t x_i^{t-1} + EC_i^t - EM_i^t - EV_i^t - EDC_i^t - EL_i^t \quad (3.29)$$

$$f_{2,k}^t(x_i^{t-1}, b_{i,t}^\omega) = d_{i,k}^t - (EU_i^t + EM_i^t - EDU_i^t)\tau_{i,k}^t \quad (3.30)$$

$$f_{3,k}^t(x_i^{t-1}, b_{i,t}^\omega) = (GH_i^t - EU_i^t - EM_i^t + EDU_i^t)\tau_{i,k}^t \quad (3.31)$$

Onde:

- $EC_i^t$  Energia controlável no REE do subsistema  $i$  no estágio  $t$  [MWmês].  
 $EC_i^t = \gamma_i ena_{i,t}^\omega$ ;
- $EM_i^t$  Energia de vazão mínima no REE do subsistema  $i$  no estágio  $t$  [MWmês]. Esta parcela de energia não pode ser armazenada.  $EM_i^t = EM_i^t(\delta_i^t x_i^{t-1})$ ;
- $EV_i^t$  Perdas de energia devido a evaporação no REE do subsistema  $i$ , no estágio  $t$  [MWmês]  $EV_i^t = EV_i^t(\delta_i^t x_i^{t-1})$ ;
- $EDC_i^t$  Perdas de energia devido a desvios de água a montante das usinas com reservatórios de acumulação representadas como perdas de energia controlável no REE do subsistema  $i$  durante o estágio  $t$  [MWmês].  
 $EDC_i^t = EDC_i^t(\delta_i^t x_i^{t-1})$ ;
- $EL_i^t$  Perdas de energia para encher reservatórios de novas usinas hidrelétricas representados no REE do subsistema  $i$ , no estágio  $t$  [MWmês]. Este termo não depende da energia armazenada do estágio anterior  $t - 1$ ;
- $EU_i^t$  Energia fio d'água produzida por usinas hidrelétricas sem reservatório de acumulação representadas no REE do subsistema  $i$ , no estágio  $t$  [MWmês].  $EU_i^t = (1 - \gamma_i) ena_{i,t}^\omega$ ;
- $EDU_i^t$  Perdas de energia devido a desvios de água a montante das usinas fio d'água representadas no REE do subsistema  $i$ , no estágio  $t$  [MWmês];
- $GH_i^t$  Máxima geração hidrelétrica disponível no REE do subsistema  $i$  no estágio  $t$  [MWmês].  $GH_i^t = GH_i^t(\delta_i^t x_i^{t-1})$ ;

$\delta_i^t$	Fator de correção utilizado para incorporar mudanças na configuração do parque gerador hidrelétrico no REE $i$ durante o estágio $t$ ;
$\tau_{i,k}^t$	Fração de duração do nível de carga $k$ , no subsistema $i$ no estágio $t$ ;
$\gamma_i$	Fração da ENA que representa a energia controlável do REE do subsistema $i$ .

A função objetivo, expressada pela Equação (3.9) representa a soma dos custos do primeiro estágio e o valor esperado dos custos futuros trazido a valor presente. Da mesma forma, a Equação (3.19) contém a função objetivo do problema para cada estágio  $t$ . São quatro os conjuntos de restrições estruturais para o problema em cada estágio. As Equações (3.10) e (3.20) representam o conjunto de restrições do balanço de energia para os estágios 1 e  $t$ , respectivamente. Existe um total de  $|I|$  restrições deste tipo, em cada estágio. O objetivo destas restrições é balancear os níveis de armazenamento de energia do REE. O armazenamento inicial do REE no estágio  $t$  é somado à parcela de energia controlável disponível naquele estágio. Desse montante é subtraída a quantidade de energia produzida no REE e a energia vertida daquele reservatório no mesmo estágio, resultando no armazenamento final do estágio. Esse armazenamento final no estágio  $t$  é disponibilizado no início do estágio  $t + 1$  para ser utilizado para produção de energia.

As Equações (3.11) e (3.21) representam o conjunto de restrições de atendimento à demanda de energia elétrica do subsistema. Tem-se um total de  $|I| \cdot |K|$  restrições desse tipo, que devem ser atendidas em cada estágio. As restrições de atendimento à demanda exigem que a cada estágio, para cada região  $i$  e cada  $k$  nível de carga, a quantidade de energia produzida somada ao montante de corte de carga e aos intercâmbios de energia sejam iguais à demanda de energia do subsistema  $i$  para o nível de carga  $k$ .

O terceiro conjunto de restrições estruturais representado pelas Equações (3.12) e (3.22) restringe a quantidade de produção de energia hidrelétrica que o modelo pode utilizar a partir do armazenamento de energia disponível no REE da região  $i$ , para o nível de carga  $k$ , no estágio  $t$ . Tem-se um total de  $|I| \cdot |K|$  restrições desse tipo em cada etapa.

O último conjunto de restrições estruturais representado pelas Equações (3.13) e (3.23) impõe o equilíbrio energético para os nós virtuais. Como o nó virtual não apresenta demanda de energia a soma dos fluxos de energia que entram no nó devem necessariamente ser igual a soma dos fluxos que saem daquele nó. Temos um total de  $|K| \cdot (|I^+| - |I|)$  restrições desse tipo em cada estágio.

As demais restrições representam simplesmente limites para as variáveis de decisão para os problemas em cada estágio.

Este modelo foi implementado e avaliado em (QUEIROZ, 2011) dando origem ao modelo PROTEN (Programa de Otimização Energética) que segue a formulação aplicada ao sistema brasileiro (CEPEL, 2011).

### 3.3. Metodologia de Solução

Conforme exposto anteriormente, o problema de coordenação hidrotérmica de médio prazo pode ser classificado como um problema de programação linear estocástico de grande porte com acoplamento espacial e temporal. Objetivando-se a solução deste problema, e conseqüente definição do despacho ótimo para o sistema, este subcapítulo apresenta a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Metodologia de solução adotada atualmente pelo sistema elétrico nacional.

A fim de apresentar os mecanismos da PDDE de maneira mais didática, será descrito de maneira sucinta cada fundamento da PDDE individualmente. Começando por um problema de programação linear estocástica multi-estágio, algoritmos de solução baseados em amostragem até a formulação de PDDE propriamente dita.

#### 3.3.1 Programação Linear estocástica Multi-Estágio

Este subitem discute a aplicação do algoritmo de programação linear estocástica, aplicada a um problema de programação linear estocástica de T estágios (PLE-T). O qual pode ser definido como:

$$\begin{aligned}
 z^* &= \min_{x_1} c_1 x_1 + \mathbb{E}_{b_t|b_1} h_t(x_1, b_t) \\
 &\text{sujeito a:} \\
 A_1 x_1 &= B_1 x_0 + b_1 \\
 x_1 &\geq 0
 \end{aligned} \tag{3.32}$$

Onde para  $t = 2, \dots, T$ ,

$$h_t(x_{t-1}, b_t) = \min_{x_t} c_t x_t + \mathbb{E}_{b_{t+1}|b_1, \dots, b_t} h_{t+1}(x_t, b_{t+1}) \tag{3.33}$$

*sujeito a:*

$$A_t x_t = B_t x_{t-1} + b_t$$

$$x_t \geq 0$$

O vetor  $x_t$  é composto pelas variáveis de decisão de cada estágio, incluindo geração hidráulica, energia hidráulica armazenada, energia vertida, geração térmica, montante de energia transferida entre os REE e os montantes de corte de carga. A matriz  $A$  representa o conjunto restrições estruturais para cada estado, como restrições de balanço de energia, de atendimento à demanda, de geração hidráulica máxima e intercambio de energia. O vetor  $b_t$  representa a demanda determinística, para cada REE, além de parâmetros estocásticos com energia controlável ( $EC_i^t$ ) e fio d'água ( $EU_i^t$ ), energia perdida por enchimento de volume morto de reservatórios novos ( $EL_i^t$ ) e o montante de energia perdida por desvio de água para outros fins a montante das usinas ( $EDU_i^t$ ). O termo  $B_t x_{t-1}$  inclui o armazenamento de energia proveniente do estado final do período  $t - 1$ , disponível ao estágio  $t$ , e também captura o fato de que termos como energia de vazão mínima ( $EM_i^t$ ), perdas por energia evaporada ( $EV_i^t$ ), montante perdido de energia controlável devido a desvio de água ( $EDC_i^t$ ) e geração hidráulica máxima ( $GH_i^t$ ), são todos modelados como funções lineares que dependem do nível de armazenamento nos reservatórios ao final do estágio anterior. Seguindo a ideia por trás da decomposição de Benders, a expressão  $h_{t+1}(x_t, b_{t+1})$  representa a função de custo futuro do problema, ou seja, os custos dos estágios futuros dada a decisão tomada no primeiro estágio.

Uma forma de se visualizar a função recursiva é através do problema dual ao (3.33) do estágio  $t=T$ , onde:

$$h(x_{T-1}, b_T) = \max_{\pi} \pi_T (B_T x_{T-1} + b_T)$$

*sujeito a:* (3.34)

$$\pi_T A_T \leq c_T$$

Supondo  $\pi_T^1, \dots, \pi_T^l$ , como sendo todos os pontos extremos da região viável do modelo (3.34), onde  $l$  é o número de pontos extremos do conjunto  $\Pi = \{ \pi_T : \pi_T A_T \leq c_T \}$ . Pode-se então escrever:

$$h(x_{T-1}, b_T) = \max_{1 \leq i \leq l} \pi_T^{(i)} (B_T x_{T-1} + b_T) \quad (3.35)$$

Adicionando uma nova variável  $\theta$  para representar o valor ótimo, pode-se reescrever o modelo (3.35) como sendo:

$$\begin{aligned}
 h(x_{T-1}, b_T) &= \min \theta \\
 \text{sujeito a:} \\
 \theta &\geq \pi_T^{(1)}(B_T x_{T-1} + b_T) \\
 \theta &\geq \pi_T^{(2)}(B_T x_{T-1} + b_T) \\
 \theta &\geq \pi_T^{(3)}(B_T x_{T-1} + b_T)
 \end{aligned} \tag{3.36}$$

Baseado em (3.33) e (3.36), pode-se então reescrever (3.32) para o estágio  $t=T-1$  como sendo:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c_t x_t + \theta \\
 \text{sujeito a:} \\
 A_t x_t &= B_t x_{t-1} + b_t \\
 -\vec{G} x_t + e\theta &\geq \vec{g} \\
 x_t &\geq 0
 \end{aligned} \tag{3.37}$$

Onde  $\vec{G}$  representa a matriz gradiente de cortes com  $l$  linhas dadas por  $(\Pi(i)B_T, i = 1, 2, \dots, l)$  e  $\vec{g}$  representa o vetor de intercepção de cortes, com componentes dados por  $(\Pi(i)b_T, i = 1, 2, \dots, l)$ . Em (3.36) estão representadas todo o espaço de restrições da função recursiva para determinada realização do problema do estágio  $t$ , uma vez assim, temos que o valor ótimo da função objetivo do problema completo é dado por  $z^*$ . Se somente um subconjunto destas restrições de corte for utilizado na formulação do problema, modelo (3.37), denomina-se de problema relaxado, e seu valor ótimo é dado por  $z \leq z^*$ .

O espaço amostral para um estágio  $t$  é definido como  $\Omega_t$ , enquanto que um cenário nesse espaço pode ser definido como  $\omega_t$  e uma realização desse cenário é denominada de nó. Assume-se que a realização do primeiro estágio é previamente conhecida. Cada nó dos estágios  $t > 1$  possui apenas um nó antecessor, denominado  $\alpha(\omega_t)$ , e cada nó dos estágios  $t < T$  tem um conjunto de nós sucessores, definidos como  $\Delta(\omega_t)$ . A realização de um vetor aleatório  $b_t$  é definida como  $b_t^{\omega_t}$ , quando a árvore de cenários é finita a probabilidade de ocorrência de  $b_t$  é dada por  $\mathbb{P}(b_t = b_t^{\omega_t}) = p_t^{\omega_t}$ . Quando a árvore de cenários é novamente finita e  $\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)$ , sua probabilidade condicional de ocorrência é dada por (QUEIROZ, 2011):



$$\mathbb{P}(b_{t+1} = b_{t+1}^{\omega_{t+1}} \mid b_t = b_t^{\omega_t}) = p_{t+1}^{\omega_{t+1} \mid \omega_t}$$

Onde: (3.38)

$$p_{t+1}^{\omega_{t+1} \mid \omega_t} = \frac{p_{t+1}^{\omega_{t+1}}}{\sum_{\omega'_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega'_{t+1}}}$$

Como descrito anteriormente, os parâmetros aleatórios do modelo (3.32) referem-se à energia afluyente nos reservatórios equivalentes, representadas pelo vetor de variáveis aleatórias  $b_t$ . A Figura 3 representa uma árvore de cenários de três estágios.

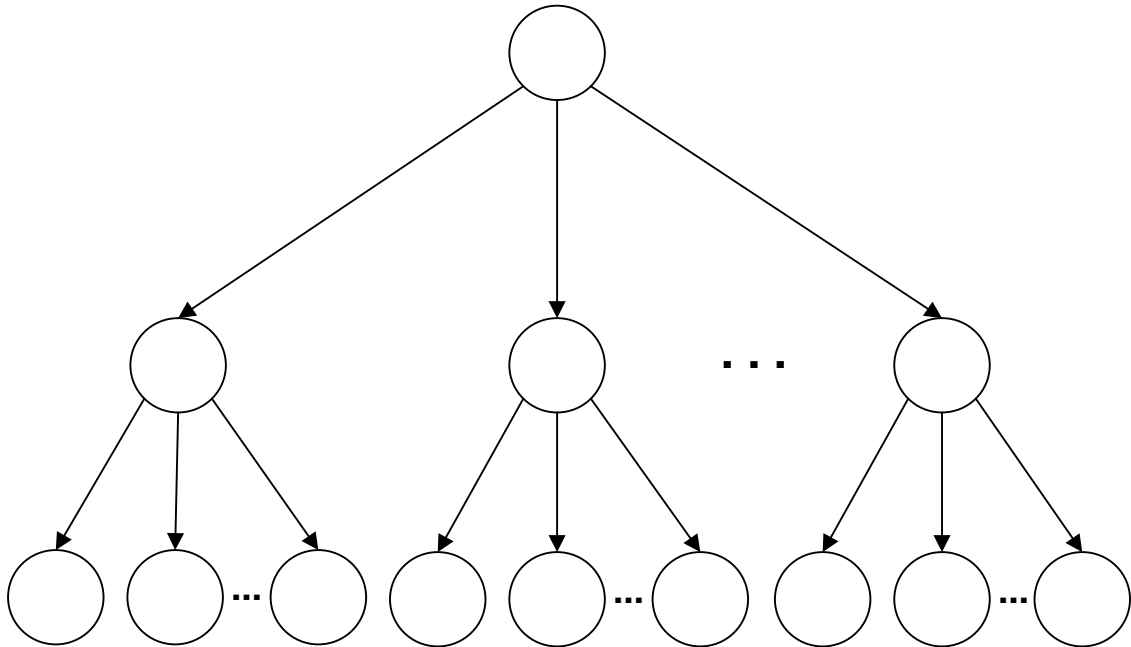


Figura 3 - Representação de uma árvore de cenários de três estágios.

É importante entender a relação entre os parâmetros aleatórios e as decisões do modelo. No primeiro estágio, o vetor  $b_1$  é assumido como sendo conhecido no momento em que é tomada a decisão  $x_1$ , porém somente a distribuição de probabilidade que rege os vetores  $b_2$  e  $b_3$  é conhecida neste momento, a distribuição de probabilidade de  $b_3$  pode estar condicionada a  $b_2$ , dependendo do modelo de dependência adotado. A realização do vetor  $b_2$  é conhecida no momento em que devem ser tomadas as decisões  $x_2$  para o segundo estágio. Como resultado do algoritmo, descritos mais a frente na seção 3.3.3, temos um conjunto de cortes em cada estágio, aproximando a função de custo futuro através de uma função linear por partes.

### 3.3.2 Processo Estocástico Envolvendo as Afluências

O processo estocástico que rege as afluências, e consequentemente a geração de energia hidrelétrica, é uma das características mais importantes de um problema de planejamento hidrotérmico. Deve-se assumir que  $b_t$  possui a mesma unidade das restrições, isto é, se a restrição de balanço da água está em unidades de volume de água, a previsão  $\{b_t\}$  também deve estar em unidades de volume de água. Ou então, se a restrição está em unidades de energia, a previsão  $\{b_t\}$  também deve estar em unidades de energia. Quando a distribuição de probabilidades que rege  $b_t$  é contínua, a árvore de cenários da Figura 3 é infinita, contendo infinitos nós em cada estágio. O algoritmo de decomposição, descrito neste capítulo, não foi desenvolvido para lidar com problemas estocásticos com árvores de cenários infinitas, tornando necessário construir uma árvore de cenários finita através de amostragem (QUEIROZ, 2011).

#### a. Caso de Independência Entre Estágios

Em um problema estocástico, o fato de assumir independência entre estágios significa que a realização de uma variável aleatória num estágio  $t$ , não possui relação alguma com as variáveis aleatórias realizadas no estágio anterior ( $t - 1$ ). Esta é a maneira mais simples de representar variáveis aleatórias em uma árvore de cenários.

O fato de possuir uma árvore de cenários com independência entre os estágios faz com que haja o mesmo conjunto de cenários descendentes a cada estágio, independente do cenário realizado nos estágios anteriores. A Figura 4 exemplifica esta característica a partir de uma árvore de três estágios e três cenários por estágio com independência entre os estágios.

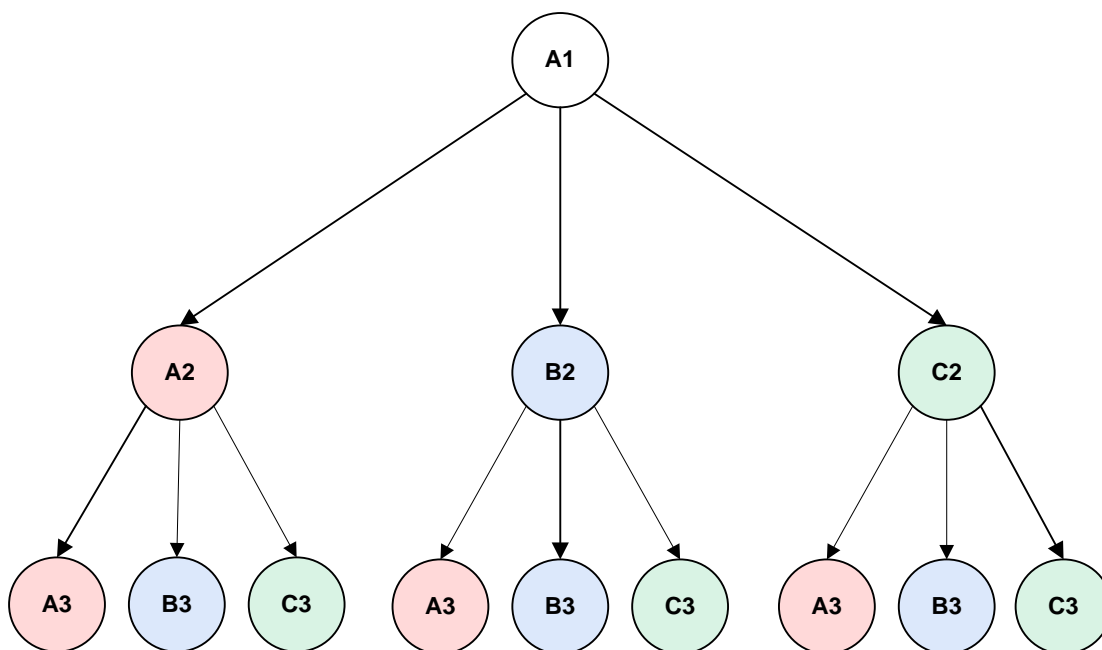


Figura 4 - Arvore de cenários com independência entre estágios.

Nota-se que no terceiro estágio (Figura 4), independente de qual seja a realização do segundo estágio, os possíveis cenários realizáveis para o terceiro são iguais.

### b. Caso de Dependência Entre Estágios

Por sua vez, em casos onde assumimos dependência entre os estágios, isto é, a realização de determinado cenário no estágio  $t$ , é dependente do que foi realizado no estágio  $t - 1$ , assumimos que o vetor de variáveis aleatórias satisfaz o seguinte processo (QUEIROZ & MORTON, 2013) (INFANGER & MORTON, 1996):

$$b_t = \sum_{j=1}^{t-1} R_j^t b_j + \eta_t, t = 2, \dots, T \quad (3.39)$$

$\eta_t, t = 2, \dots, T, \text{ são independentes}$

As matrizes  $R_j^t, j = 1, \dots, t - 1, t = 2, \dots, T$ , são assumidas como sendo conhecidas, provavelmente estimadas utilizando dados históricos. O modelo de dependência entre estágios generaliza o modelo PAR(p), no qual  $R_j^t$  apresenta sazonalidade.

O modelo PAR(p), baseado em análise auto-regressiva de séries com propriedades periódicas, onde  $p$  é o seu número de termos auto-regressivos, é utilizado atualmente na

geração de séries sintéticas de ENAs para cada REE a cada estágio do horizonte de planejamento, maiores detalhes sobre o modelo e sua aplicação no problema de planejamento energético podem ser encontradas em Maceira & Damazio (2006).

A Figura 5 apresenta uma representação simples de uma árvore de cenários finita de três estágios que possui dependência entre estágios.

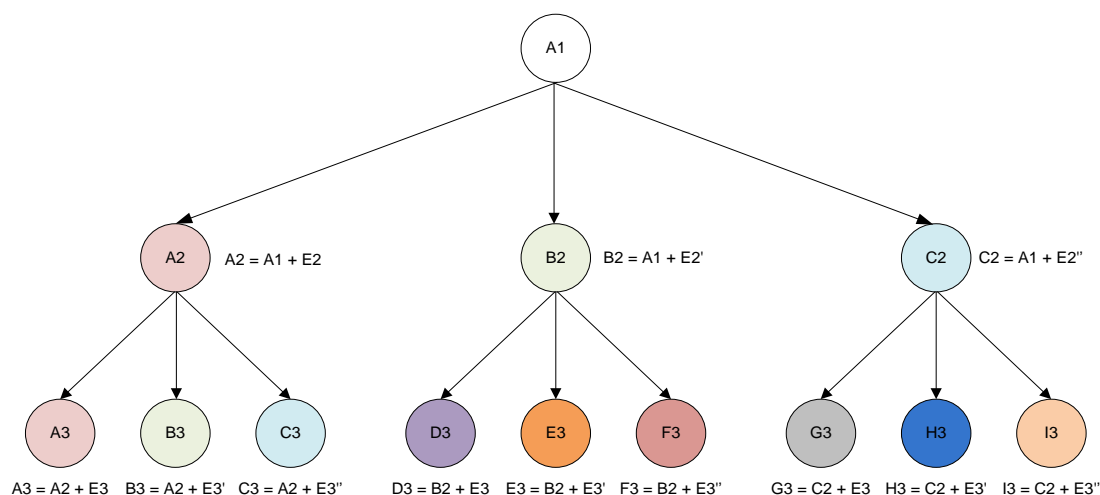


Figura 5 - Árvore de cenários com dependência entre estágios.

O primeiro nó “A1” representa o primeiro estágio, onde as afluências de energia são assumidas como sendo deterministicamente conhecidas. Para o segundo estágio, temos três diferentes cenários possíveis (“A2”, “B2” E “C2”). E para o terceiro estágio temos para cada ramo da árvore, três diferentes conjuntos de cenários possíveis, caracterizando a dependência entre cenários, ou seja, as afluências no terceiro estágio são influenciadas pelo que ocorreu no segundo estágio.

### 3.3.3 Programação Dinâmica Dual Estocástica

A Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), foi a primeira implementação de um Algoritmo de Decomposição Baseado em Amostragem (ADBA) a aparecer na literatura. A PDDE foi apresentada por Pereira e Pinto no ano de 1991 para resolver problemas de programação linear estocástica multi-estágio (descritos na seção 3.3.1).

Para simplificar esta descrição, no momento em que se referir à uma árvore de cenários finita, obtida pelo método de dependência ou independência entre os estágios, esta representa o problema que se quer resolver. Então, quando se referir ao operador

esperança,  $\mathbb{E}_{b_{t+1}|b_1,\dots,b_t}$ , ele será referente à árvore amostral de cenários, cujo espaço amostral denota-se como  $\widehat{\Omega}_T$  ao invés do espaço amostral original  $\Omega_T$ .

Durante uma iteração típica do algoritmo de PDDE, cortes são adicionados a cada estágio. Isto representa uma aproximação linear por partes da função de custo futuro,  $\mathbb{E}_{b_{t+1}|b_1,\dots,b_t} h_{t+1}(x_t, b_{t+1})$ , para cada estágio. Na etapa, chamada de forward, são amostrados um número de caminhos lineares ao longo da árvore, como representado na Figura 6. À medida que resolvemos os problemas ao longo de um caminho forward, os cortes acumulados até o momento são utilizados para formar as decisões de cada estágio. Estes conjuntos de cortes representam uma política que rege as decisões tomadas ao longo de tais caminhos da árvore. Esta política não antecipa o futuro, pois decisões em um nó de um caminho amostrado no estágio  $t$  podem ser tomadas antes mesmo de sabermos as afluências do estágio  $t + 1$ . Desta forma, a média dos custos incorridos ao longo dos caminhos forward amostrados de uma árvore nos dá uma estimativa do custo futuro que teremos se seguirmos a política especificada pelo conjunto de cortes atual. A Figura 6 explicita três caminhos forward em uma árvore de quatro estágios, em (Matos, et al., 2008) foram utilizados 200 caminhos forward em uma árvore de 120 estágios, note que estes 200 caminhos forward devem ser selecionados independentemente a cada iteração do algoritmo de PDDE.

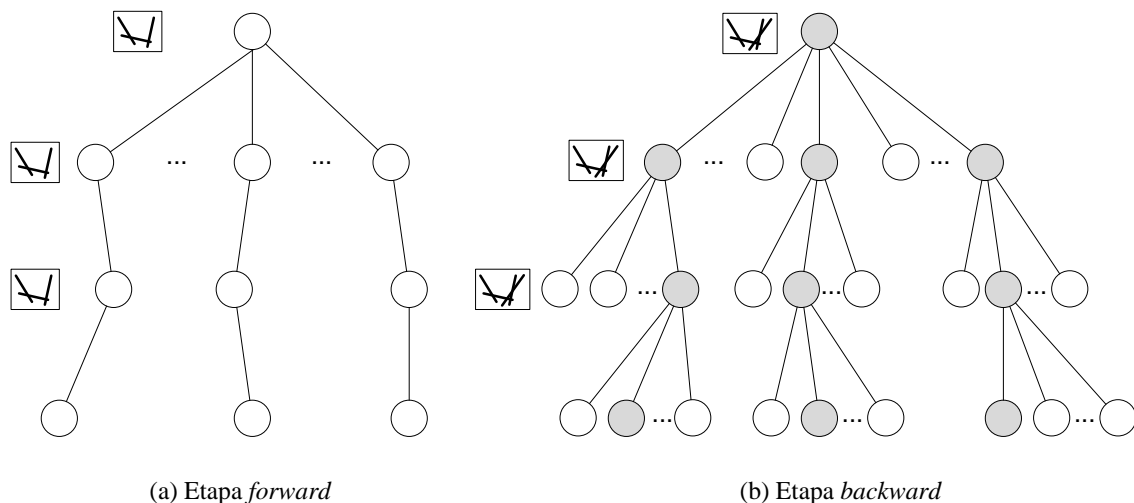


Figura 6 – Etapas forward e backward do algoritmo PDDE.

Na etapa seguinte, chamada de backward, novos cortes são adicionados ao conjunto existente, definindo a aproximação atual do custo futuro em cada estágio. Isso é

feito resolvendo todos os nós descendentes de cada nó do caminho forward, exceto para o último estágio,  $T$ . Na Figura 6(b) os nós em branco são os que adicionalmente, temos que resolver na etapa backward, para construir os cortes ótimos. A Figura 6 mostra um único conjunto de cortes que corresponde a todos os nós em cada estágio. Esta representação é correta quando existe independência entre estágios. Quando há dependência entre estágios, uma fórmula de correção é aplicada a cada nó, o que requer armazenamento e utilização das variáveis duais associadas aos cortes e do termo lag ( $\sum_{j=1}^{t-1} R_j^t b_j$ ) detalhado em (INFANGER & MORTON, 1996) e (QUEIROZ, 2011).

Seja  $\vec{G}_t$  a matriz gradiente de cortes e  $\vec{g}_t$  o vetor de interceptação de cortes para um estágio  $t$  do algoritmo de PDDE. Cada etapa backward da PDDE adiciona uma nova linha à  $\vec{G}_t$  e  $\vec{g}_t$ . O problema de otimização do estágio  $t$  é definido como problema master em relação aos seus descendentes do estágio  $t + 1$  e como subproblema em relação a seu antecessor do estágio  $t - 1$ :

$$z_t = \min_{x_t, \theta_t} c_t x_t + \theta_t \quad (3.41)$$

sujeito a

$$A_t x_t = B_t x_{t-1} + b_t : \pi_t \quad (3.42)$$

$$-\vec{G}_t x_t + e \theta_t \geq \vec{g}_t : \alpha_t \quad (3.43)$$

$$x_t \geq 0 \quad (3.44)$$

O termo  $\theta_t$  na função objetivo (3.41) combinado com as restrições de corte (3.43) formam uma linearização da função recursiva  $\mathbb{E}_{b_{t+1}|b_1, \dots, b_t} h_{t+1}(x_t, b_{t+1})$  do modelo (3.33). As restrições estruturais (3.42) e de não negatividade (3.44) simplesmente repetem as mesmas restrições do modelo (3.33). O vetor coluna  $e$  é um vetor apropriadamente dimensionado que contém tantos 1's quanto for a quantidade de cortes acumulados no estágio. Este modelo vale para todo  $t = 1, \dots, T$ , com a exceção de que para  $t = T$  as restrições de corte (3.43) são inexistentes.  $\pi_t$  e  $\alpha_t$  representam os vetores duais associados às restrições (3.42) e (3.43), respectivamente.

#### a. Algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)

*Parâmetros de Entrada:* Instância do modelo (3.32) com uma árvore de cenários finita, independente entre estágios e com um número finito e razoável de descendentes

imediatos em cada estágio. Limite  $M_t$  utilizado para formar o limite inferior da função de custo futuro em cada estágio.

*Saída:* Conjunto de cortes,  $\vec{G}_t$  e  $\vec{g}_t$ ,  $t = 1, \dots, T$ , solução  $x_I$  do primeiro estágio e estimativa de limite inferior  $\underline{z}$ .

0. Faça  $k = 0$ ;

adicione cortes de limite inferior  $\theta_t \geq -M_t$ ,  $t = 1, \dots, T - 1$ ;

1. Resolva o problema *máster* do primeiro estágio (4.15) com  $t = 1$  e obtenha  $(x_I^k, \theta_I^k)$ ;

faça  $\underline{z}^k = c_I x_I^k + \theta_I^k$ ;

2. Amostre caminhos de  $\Omega^k$  para formar o conjunto  $\delta^k$

para  $\omega \in \delta^k$

para  $t = 2$  até  $T$

forme o lado direito das restrições do subproblema:  $B_t [x_{t-1}^{\alpha(\omega_t)}]^k +$

$b_t^{\omega_t}$ ;

resolva e obtenha  $[x_t^{\omega_t}]^k$ ;

fim para

fim para

faça  $\bar{z}^k = c_1 x_1^k + \frac{1}{|\delta^k|} \sum_{\omega \in \delta^k} \sum_{t=2}^T c_t [x_t^{\omega_t}]^k$ ;

3. Dados  $\bar{z}^k$  e  $\underline{z}^k$ , se o critério de parada for satisfeito, parar o algoritmo e tomar como saída: (i) conjunto de cortes  $\vec{G}_t$  e  $\vec{g}_t$ ,  $t = 1, \dots, T$ , (ii) solução do primeiro estágio  $x_I = x_I^k$  e (iii) limite inferior  $\underline{z} = \underline{z}^k$ ; se não;

4. Para  $t = T - 1$  inversamente até 1

para  $\omega \in \delta^k$

para  $\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)$

forme o lado direito das restrições do subproblema( $\omega_{t+1}$ ):

$B_t [x_t^{\omega_t}]^k + b_{t+1}^{\omega_{t+1}}$ ;

resolva para obter os vetores duais  $\pi_{t+1}^{\omega_{t+1}}$ ,  $\alpha_{t+1}^{\omega_{t+1}}$  e valor

ótimo  $z_{t+1}^{\omega_{t+1}}$ ;

fim para

forme a matriz gradiente e vetor de interceptação de cortes:

$$G_t = \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1} | \omega_t} \pi_{t+1}^{\omega_{t+1}} B_{t+1} \text{ e}$$

$$g_t = \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1}|\omega_t} z_{t+1}^{\omega_{t+1}} - G_t [x_t^{\omega_t}]^k;$$

adicione  $\theta_t - G_t x_t \geq g_t$  ao conjunto de cortes do estágio  $t$ ;

fim para

fim para

5. faça  $k = k + 1$ ; volte ao passo 1;

Quando o custo é positivo, nós podemos fazer  $M_t = 0$ , e garantir a não negatividade de  $\theta_t$ . Os passos 2 e 4 do algoritmo representam as etapas forward e backward ilustradas na Figura 6(a) e Figura 6(b), respectivamente. Na  $k$ -ésima iteração do passo 2, selecionamos um conjunto de amostras aleatórias de caminhos partindo do nó raiz até um nó do estágio  $T$ , tal conjunto é denotado  $\delta^k$  e um elemento  $\omega \in \delta^k$  tem a forma  $\omega = (\omega_2, \dots, \omega_t)$ . Pode-se, por exemplo, ter  $|\delta^k| = 200, \forall k$ .

No passo 4, onde são formados  $G_t$  e  $g_t$  e incrementamos o conjunto de cortes do estágio  $t$ , isto corresponde à adição de uma linha na matriz de gradientes de corte  $G_t$  e o vetor de intercepção de cortes,  $g_t$ , que define o subproblema (3.41) para o estágio  $t$ .



## Capítulo 4

# Planejamento da Operação Energética por Bacias Hidrográficas

### 4.1. Considerações iniciais

Com o intuito de melhorar a representação das características hidráulicas do sistema elétrico envolvidas no problema de planejamento hidrotérmico, este trabalho propõe uma formulação matemática alternativa, com a representação de REE-B e não por subsistemas, como feito atualmente pelo modelo oficial.

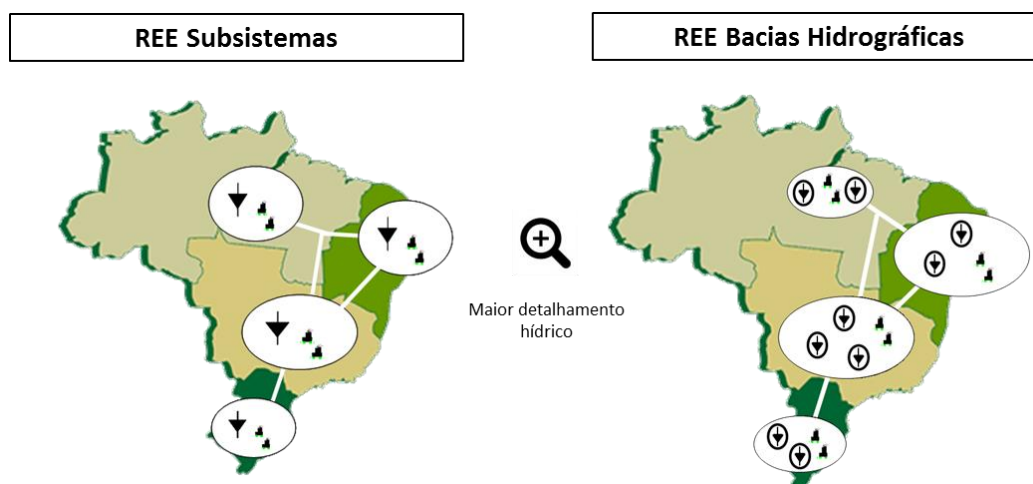


Figura 7 - Representação de REE por subsistemas e por bacias hidrográficas

O objetivo principal de se representar o sistema elétrico em REE por bacias hidrográficas é aumentar a aderência do problema de despacho hidrotérmico às características reais do sistema, permitindo ampliar a assertividade do operador através de uma melhor e mais detalhada representação das singularidades hidrológicas, morfológicas e construtivas de cada bacia hidrográfica, como por exemplo, a sazonalidade de períodos úmidos secos no decorrer do ano e características como capacidade de geração, armazenamento e regularização dos reservatórios, permitindo maior precisão do processo de classificação da ENA a cada REE em energia controlável e não controlável.

Na formulação proposta os parâmetros estocásticos considerados pelo problema são as vazões naturais afluentes, à cada UHE, e não mais a ENA por REE. Dessa forma, pode-se utilizar modelos de séries temporais que fazem a geração de cenários sintéticos de vazões naturais afluentes considerando usinas individualizadas. Uma vez gerados os valores das vazões naturais de cada UHE, esses são transformados em energia pelo modelo de otimização. A modelagem das séries de vazão é mais indicada, dado que a ENA é uma série transformada que depende da configuração do sistema, ou seja, é necessário ajustar um novo modelo à cada nova configuração do parque gerador.

O modelo de séries temporais proposto é baseado em um modelo dinâmico linear para geração de séries futuras de vazão, que serão parâmetros de entrada do modelo de otimização. O modelo satisfaz todos os requisitos do problema de otimização, mantendo as principais características das séries de vazão, como dependência temporal e espacial. O mesmo também é capaz de lidar com a não-estacionariedade das séries de vazão que vêm sendo observadas atualmente. Isso porque seus parâmetros são dinâmicos, ou seja, variam com o tempo.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados das simulações de despacho hidrotérmico considerando os modelos de otimização e geração de séries de afluência futura propostos. Acredita-se que como as séries geradas são mais aderentes com a realidade, e a representação das características do sistema de geração são mais detalhadas, os resultados proporcionaram um melhor planejamento da operação hidrotérmica.

## **4.2. Modelagem Matemática**

Nessa subseção é apresentada a formulação matemática para o modelo de otimização do despacho hidrotérmico, utilizando REE-Bs, proposto por este trabalho. A técnica de modelagem é baseada em programação linear estocástica. O objetivo é modelar o problema de despacho hidrotérmico utilizando diferentes REEs para cada bacia hidrográfica ao invés de um único REE por subsistema de energia como é feito atualmente.

Para apresentar o novo modelo matemático considerando a representação de REE por bacia hidrográfica, serão utilizadas algumas das variáveis e dos parâmetros definidos na subseção 3.23.2.1 desse trabalho. Porém, é necessário incluir novas informações para representar esse novo modelo.

**a. Índices e Conjuntos**

$n \in N$	Usinas hidrelétricas
$m \in M$	Bacias hidrográficas;
$M_i$	Subconjunto de bacias hidrográficas pertencentes ao subsistema de energia i;
$N_m$	Subconjunto de usinas hidrelétricas pertencentes à bacia hidrográfica m.

**b. Parâmetros Determinísticos e Funções**

$\underline{x}_m^t$	Limite inferior de armazenamento de energia para o REE da bacia hidrográfica m no estágio t;
$\bar{x}_m^t$	Limite superior de armazenamento de energia para o REE da bacia hidrográfica m no estágio t ;
$b_{m,t}$	Vetor de vazões naturais afluentes determinísticas para as usinas hidrelétricas da bacia hidrográfica m no estágio t;
$f_1^t(\cdot)$	Função representativa das restrições de balanço de energia do REE associado à uma bacia hidrográfica. É função do armazenamento do estágio t – 1 e das parcelas de energia disponíveis no estágio atual t [MWmês];
$f_{2,m,k}^t(\cdot)$	Função que representa a parcela de energia produzida pela bacia hidrográfica m a ser descontada da demanda no nível de carga k. É função de armazenamento do estágio t – 1 e das parcelas de energia disponíveis no atual estágio t [MWmês];
$f_{3,k}^t(\cdot)$	Função representativa das restrições de geração hidrelétrica do REE associado à uma bacia hidrográfica, para um nível de carga k. É função do armazenamento do estágio t – 1 e das parcelas de energia disponíveis no atual estágio t [MWmês].

**c. Parâmetros Estocásticos**

$b_{m,t}^\omega$	Vetor de vazões naturais afluentes das usinas hidrelétricas da bacia hidrográfica m, no estágio t, para o cenário estocástico $\omega$ ;
$b_{n,t}^\omega$	Vazão natural afluyente à usina hidrelétrica n, no estágio t, para o cenário estocástico $\omega$ [MWmês];
$b_t$	Representação do vetor aleatório de vazões naturais afluentes para todas as usinas hidrelétricas no estágio t.

**d. Variáveis de Decisão**

- $x_m^t$  Armazenamento de energia no REE da bacia hidrográfica  $m$ , no estágio  $t$  [MWmês];
- $gh_{m,k}^t$  Geração hidrelétrica no REE da bacia hidrográfica  $m$ , para o nível de carga  $k$ , no estágio  $t$  [MWmês];
- $s_m^t$  Energia vertida no REE da bacia hidrográfica  $m$ , no estágio  $t$  [MWmês];
- $y_{m,k}^t$  Variável excedente para representar uma geração de energia superior à permitida na bacia hidrográfica  $m$ , para o nível  $k$  de carga, no estágio  $t$  [MWmês].

Neste modelo assume-se que a vazão natural afluente à cada usina hidrelétrica é conhecida no início do atual estágio  $t$ .

**e. Formulação Matemática**

$$z^* = \min \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \left[ \sum_{g \in G_i} c_g^1 g t_{g,k}^1 + \sum_{\ell \in L_i} \rho_\ell^1 u_{\ell,k}^1 \right] + \frac{\mathbb{E}_{b_2|b_1} h_2(x^1, b_2)}{(1 + \beta)} \quad (4.1)$$

$$\text{s. a. } x_m^1 + \sum_{k \in K} gh_{m,k}^1 + s_m^1 = f_1^1(x_m^0, b_{m,1}) \quad \forall m \in M \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} \sum_{m \in M_i} gh_{m,k}^1 + \sum_{g \in G_i} g t_{g,k}^1 + \sum_{\ell \in L_i} u_{\ell,k}^1 \\ - \sum_{j:(i,j) \in E} p_{i,j,k}^1 + \sum_{j:(j,i) \in E} p_{j,i,k}^1 \quad \forall k \in K, \forall i \in I \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$- \sum_{m \in M_i} y_{m,k}^1 = d_{i,k}^1 - \sum_{m \in M_i} f_{2,m,k}^1(x_m^0, b_{m,1})$$

$$gh_{m,k}^1 - y_{m,k}^1 \leq f_{3,k}^1(x_m^0, b_{m,1}) \quad \forall k \in K, \forall m \in M \quad (4.4)$$

$$\sum_{i:(i,j) \in E} (p_{i,j,k}^1 - p_{j,i,k}^1) = 0 \quad \forall k \in K, \forall i \in I^+ \quad \vee I \quad (4.5)$$

$$gh_{m,k}^1, s_m^1, y_{m,k}^1 \geq 0 \quad \forall k \in K, \forall m \in M \quad (4.6)$$

$$0 \leq g t_{g,k}^1 \leq \overline{GT}_{g,k}^1 \quad \forall k \in K, \forall g \in G \quad (4.7)$$

$$\underline{p}_{i,j,k}^1 \leq p_{i,j,k}^1 \leq \bar{p}_{i,j,k}^1 \quad \forall k \in K, \forall (i,j) \in E \quad (4.8)$$

$$0 \leq u_{\ell,k}^1 \leq \bar{u}_{\ell,k}^1 \quad \forall k \in K, \forall \ell \in L \quad (4.9)$$

$$\underline{x}_m^1 \leq x_m^1 \leq \bar{x}_m^1 \quad \forall m \in M \quad (4.10)$$

Note que  $x_m^0$  é a quantidade de energia armazenada no REE em [MWmês], da bacia hidrográfica  $m$ , disponível para ser utilizada no primeiro estágio. Para os estágios  $t = 2, \dots, T$ , temos que:

$$h_t(x^{t-1}, b_t^\omega) = \min \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \left[ \sum_{g \in G_i} c_g^t g_{g,k}^t + \sum_{\ell \in L_i} \rho_\ell^t u_{\ell,k}^t \right] + \frac{\mathbb{E}_{b_{t+1}|b_1, \dots, b_t} h_{t+1}(x^t, b_{t+1})}{(1 + \beta)} \quad (4.11)$$

$$\text{s. a. } x_m^t + \sum_{k \in K} g h_{m,k}^t + s_m^t = f_1^t(x_m^{t-1}, b_{m,t}^\omega) \quad \forall m \in M \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{m \in M_i} g h_{m,k}^t + \sum_{g \in G_i} g_{g,k}^t + \sum_{\ell \in L_i} u_{\ell,k}^t \\ & \quad - \sum_{j:(i,j) \in E} p_{i,j,k}^t + \sum_{j:(j,i) \in E} p_{j,i,k}^t \\ & \quad - \sum_{m \in M} y_{m,k}^t = d_{i,k}^t - \sum_{m \in M} f_{2,m,k}^t(x_m^{t-1}, b_{m,t}^\omega) \end{aligned} \quad \forall k \in K, \forall i \in I \quad (4.13)$$

$$g h_{m,k}^t - y_{m,k}^t \leq f_{3,k}^t(x_m^{t-1}, b_{m,t}^\omega) \quad \forall k \in K, \forall m \in M \quad (4.14)$$

$$\sum_{i:(i,j) \in E} (p_{i,j,k}^t - p_{j,i,k}^t) = 0 \quad \forall k \in K, \forall i \in I^+ \quad \vee I \quad (4.15)$$

$$g h_{m,k}^t, s_m^t, y_{m,k}^t \geq 0 \quad \forall k \in K, \forall m \in M \quad (4.16)$$

$$0 \leq g_{g,k}^t \leq \bar{G} T_{g,k}^t \quad \forall k \in K, \forall g \in G \quad (4.17)$$

$$\underline{p}_{i,j,k}^t \leq p_{i,j,k}^t \leq \bar{p}_{i,j,k}^t \quad \forall k \in K, \forall (i,j) \in E \quad (4.18)$$

$$0 \leq u_{\ell,k}^t \leq \bar{u}_{\ell,k}^t \quad \forall k \in K, \forall \ell \in L \quad (4.19)$$

$$\underline{x}_m^t \leq x_m^t \leq \bar{x}_m^t \quad \forall m \in M \quad (4.20)$$

Usa-se  $f_1^t(\cdot)$ ,  $f_{2,k}^t(\cdot)$ ,  $f_{3,r,k}^t(\cdot)$ , nas restrições, para reduzir a formulação. Pode-se representar essas funções mais detalhadamente da seguinte forma:

$$f_1^t(x_m^{t-1}, b_{m,t}^\omega) = \delta_m^t x_m^{t-1} + \sum_{n \in N_m} EC_n^t - EM_m^t - EV_m^t - EDC_m^t - EL_m^t \quad (4.21)$$

$$f_{2,m,k}^t(x_m^{t-1}, b_{m,t}^\omega) = \tau_{m,k}^t \left[ EM_m^t - EDU_m^t + \sum_{n \in N_m} EU_n^t \right] \quad (4.22)$$

$$f_{3,k}^t(x_m^{t-1}, b_{m,t}^\omega) = \tau_{m,k}^t \left[ GH_m^t - EM_m^t + EDU_m^t - \sum_{n \in N_m} [EU_n^t] \right] \quad (4.23)$$

Onde:

- $EC_n^t$  Contribuição da usina hidrelétrica  $n$  na parcela de energia controlável do REE da bacia hidrográfica  $m$  no estágio  $t$  [MWmês]. O cálculo desse parâmetro será explicado na próxima seção;
- $EM_m^t$  Energia de vazão mínima no REE da bacia hidrográfica  $m$  no estágio  $t$  [MWmês]. Esta parcela de energia não pode ser armazenada.  $EM_m^t = EM_m^t(\delta_m^t x_m^{t-1})$ ;
- $EV_m^t$  Perdas de energia devido a evaporação no REE da bacia hidrográfica  $m$ , no estágio  $t$  [MWmês]  $EV_m^t = EV_m^t(\delta_m^t x_m^{t-1})$ ;
- $EDC_m^t$  Perdas de energia devido a desvios de água a montante das usinas com reservatórios de acumulação representadas como perdas de energia controlável no REE da bacia hidrográfica  $m$  durante o estágio  $t$  [MWmês].  $EDC_m^t = EDC_m^t(\delta_m^t x_m^{t-1})$ ;
- $EL_m^t$  Perdas de energia para encher reservatórios de novas usinas hidrelétricas representados no REE da bacia hidrográfica  $m$ , no estágio  $t$  [MWmês]. Este termo não depende da energia armazenada do estágio anterior  $t - 1$ ;
- $EU_n^t$  Contribuição de energia fio d'água produzida pela usina hidrelétrica sem reservatório de acumulação  $n$  representadas no REE da bacia hidrográfica  $m$ , no estágio  $t$  [MWmês].;

$EDU_m^t$	Perdas de energia devido a desvios de água a montante das usinas fio d'água representadas no REE da bacia hidrográfica $m$ , no estágio $t$ [MWmês];
$GH_m^t$	Máxima geração hidrelétrica disponível no REE da bacia hidrográfica $m$ no estágio $t$ [MWmês]. $GH_r^t = GH_r^t(\delta_r^t x_r^{t-1})$ ;
$\delta_m^t$	Fator de correção utilizado para incorporar mudanças na configuração do parque gerador hidrelétrico no REE da bacia hidrográfica $m$ durante o estágio $t$ ;
$\tau_{m,k}^t$	Constante que representa a duração do nível de carga $k$ , para a bacia hidrográfica $m$ no estágio $t$ . Note que esse parâmetro depende da localização do subsistema relacionado à bacia.

A descrição das equações apresentadas nesta subseção é bastante semelhante à aquela descrita anteriormente. Existem, apenas, algumas diferenças com relação ao número de restrições e ao conjunto ao qual cada restrição pertence. A função objetivo da Equação (4.1) representa a soma dos custos do primeiro estágio e o valor esperado dos custos futuros trazido a valor presente. Da mesma forma, a Equação (4.11) contém a função objetivo do problema para cada estágio  $t$ . São quatro os conjuntos de restrições estruturais para o problema em cada estágio.

As Equações (4.2) e (4.12) representam o conjunto de restrições do balanço de energia para os estágios 1 e  $t$ , respectivamente. Existe um total  $|M|$  restrições deste tipo, em cada estágio, o objetivo desta restrição é definir os níveis de armazenamento de energia de cada REE. O armazenamento inicial do REE, no estágio  $t$ , é somado à parcela de energia controlável disponível naquele estágio. Desse montante é subtraída a quantidade de energia produzida no REE e a energia vertida daquele reservatório no mesmo estágio resultando no armazenamento final do estágio. Esse armazenamento final no estágio  $t$  é disponibilizado no início do estágio  $t + 1$  para ser utilizado para produção de energia.

As Equações (4.3) e (4.13) representam o conjunto de restrições de atendimento à demanda de energia do subsistema. Tem-se um total de  $|I| \times |K|$  restrições desse tipo que devem ser atendidas em cada estágio. As restrições de atendimento à demanda exigem que a cada estágio, para cada região  $i$  e cada  $k$  nível de carga, a quantidade de energia produzida somada ao montante de corte de carga e aos intercâmbios de energia sejam iguais à demanda de energia do subsistema  $i$  para o nível de carga  $k$ .

O terceiro conjunto de restrições estruturais representado pelas Equações (4.4) e (4.14) restringe a quantidade de produção de energia hidrelétrica que o modelo pode utilizar a partir do armazenamento de energia disponível no REE da bacia hidrográfica  $m$ , para o nível de carga  $k$ , no estágio  $t$ . Tem-se um total de  $|M| \times |K|$  restrições desse tipo em cada etapa.

O último conjunto de restrições estruturais representado pelas equações (4.5) e (4.15) impõe o equilíbrio energético para os nós virtuais. Como o nó virtual não apresenta demanda de energia a soma dos fluxos de energia que entram no nó devem necessariamente ser igual à soma dos fluxos que saem daquele nó. Temos um total de  $|K| \times (|I^+| - |I^-|)$  restrições desse tipo em cada estágio.

As demais restrições representam simplesmente limites para as variáveis de decisão para os problemas em cada estágio.

A formulação matemática apresentada nessa subseção é um aprimoramento, para tratar de REE-B, em relação àquela apresentada no trabalho de (QUEIROZ, 2011), essa nova modelagem foi implementada dando origem a uma nova versão do PROTEN.

### **4.3. Modelo Probabilístico para Geração das Séries Sintéticas de Vazão**

Para que sejam estabelecidos cenários futuros baseados em uma série de dados históricos, é necessário ajustar um modelo matemático capaz de representar o comportamento e as características da série temporal em estudo sendo estas características normalmente extraídas do histórico de dados disponível.

Pelo fato de resolver o problema de planejamento hidrotérmico através de algoritmos de decomposição matemática, o modelo de geração de séries sintéticas deve satisfazer a dois requisitos. Primeiramente, ele deve ser aditivo, pois um modelo não-aditivo pode introduzir não-linearidade ao problema e o algoritmo de decomposição não consegue tratar estas não-linearidades. Em segundo lugar, o modelo deve satisfazer a propriedade de Markov, ou seja, os estados anteriores são irrelevantes para a predição dos estados seguintes, desde que o estado atual seja conhecido.

Os modelos Box e Jenkins (Box & Jenkins, 1976) são muito utilizados quando os valores futuros de uma série são explicados somente pelos valores passados dessa mesma série. Quando os valores futuros da série são explicados não somente pelos valores passados, mas também por séries que de alguma forma possuam correlação com a série em estudo, é necessário adotar modelos matemáticos que envolvam funções de transferência.



O modelo utilizado neste trabalho é baseado em um modelo de previsão bayesiano, também conhecido por modelo dinâmico linear (DLM), satisfazendo todos os requisitos do problema de otimização do despacho hidrotérmico. Além disso, como o próprio nome diz, o modelo é dinâmico porque os parâmetros mudam com o tempo, o que nos permite lidar com séries não-estacionárias.

O DLM é um modelo de espaço de estado que inclui uma equação para o processo de observação (série temporal que se deseja prever) e uma equação para o processo de estado (parâmetros do modelo que variam com o tempo). Essas equações podem ser lineares ou não-lineares. Eles fornecem uma classe muito rica de modelos para a análise e previsão de séries temporais.

Os modelos dinâmicos lineares (DLM) são casos especiais de modelos de espaço de estado. O filtro de Kalman (Kalman, 1960) é usado para determinar os estados não observados, ou seja, determinar os valores previstos da série para o horizonte desejado. Para maiores detalhes a respeito da formulação matemática do modelo DLM e seu desempenho quando aplicado ao problema de despacho hidrotérmico, aconselha-se a leitura dos trabalhos (Lima, et al., 2013) e (LIMA, 2011).

#### **4.4. Exemplo da Formulação dos Parâmetros do Sistema Equivalente Utilizando REE por Bacias Hidrográficas.**

Muitos dos diferentes parâmetros que compõem o modelo de REEs são valorados considerando a usina hidrelétrica em análise e as usinas hidrelétricas a jusante da mesma, como descrito no Anexo I. Esta subseção apresentará alguns exemplos demonstrativos de como fica a formulação matemática dos parâmetros de um sistema equivalente quando da utilização de REE-Bs.

##### **a. Energia Natural Afluentes para REE-B**

Para o caso de REE-Bs a Equação (4.24), a seguir, apresenta o cálculo da ENA.

$$ENA_m^t = EC_m^t + EU_m^t \quad (4.24)$$

Onde:

- $ENA_m^t$  Energia natural afluyente no REE-B da bacia hidrográfica  $m$  no período de tempo  $t$  [MWmês];
- $EC_m^t$  Energia controlável no REE-B da bacia hidrográfica  $m$  no período de tempo  $t$  [MWmês];
- $EU_m^t$  Energia fio d'água bruta no REE-B  $m$  no período de tempo  $t$  [MWmês].

Note que, para o modelo apresentado na subseção e do capítulo 4.2, os parâmetros de energia controlável e energia fio d'água são calculados em cada estágio utilizando as produtibilidades e as vazões naturais afluentes a cada usina hidrelétrica. Neste caso, o parâmetro estocástico é a vazão natural afluyente e não a ENA (utilizada no modelo brasileiro atual de otimização do despacho hidrotérmico para o médio prazo).

Existem alguns benefícios gerados pelo uso da vazão natural afluyente como parâmetro estocástico ao invés da ENA tais como:

- A série de ENA, além de ser uma série transformada, depende da configuração do parque gerador. Caso o parque gerador sofra alterações é necessário ajustar novos modelos para geração de cenários de ENA;
- As séries de vazões naturais afluentes são mensuráveis e podem ser validadas com melhor precisão;
- Modelos de geração de cenários estocásticos de vazões naturais afluentes em termos das usinas ou bacias podem incorporar outros parâmetros de entrada que possuam correlação com a variável a ser gerada. Dessa forma, podem ser utilizadas informações que descrevam características locais de cada usina (temperatura, chuvas, uso do solo) fazendo com que a geração de cenários seja mais coerente;

Do ponto de vista da otimização matemática a variável de decisão de acoplamento entre os estágios contínua sendo a Energia Armazenada. Dessa forma, a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) pode ser utilizada de maneira semelhante à utilizada atualmente.

#### **b. Energia Controlável para REE-B**

A  $EC_m^t$  representa a parcela da ENA que pode ser utilizada para gerar energia elétrica no período presente ou armazenada para uso futuro no REE da bacia hidrográfica  $m$ .

$$EC_m^t = \sum_{r \in R_m} Q_r^t \left( \rho_r H_{eq,r} + \sum_{j \in DR_r} \rho_r h_j \right) \quad (4.25)$$

Onde:

- $Q_r^t$  É a afluência natural ao reservatório de armazenamento  $r$  no período de tempo  $t$  [(m<sup>3</sup>/s)-mês];
- $H_{eq,r}$  É a altura equivalente de queda da usina hidráulica com reservatório  $r$  [m];
- $h_j$  É a altura de queda líquida da usina a fio d'água  $j$  [m];
- $R_m$  Representa o conjunto de usinas com reservatório no REE-B da bacia hidrográfica  $m$ ;
- $\rho_r$  É a produtividade do grupo turbina/gerador da usina hidráulica  $r$  [MW/m<sup>3</sup>/s/m];
- $DR_r$  É o conjunto de usinas a fio d'água a jusante da usina hidrelétrica  $r$  com reservatório de acumulação até o próximo reservatório.

Simplificando o termo de dentro dos parênteses da Equação (4.25) temos que:

$$\rho_r^c = \rho_r H_{eq,r} + \sum_{j \in DR_r} \rho_r h_j \quad (4.26)$$

Onde:

- $\rho_r^c$  Produtibilidade controlável da usina hidrelétrica com reservatório de acumulação [MW/m.s].

O parâmetro  $\rho_r^c$  pode ser calculado antes do processo de otimização. Inicialmente para cada usina hidrelétrica com reservatório de acumulação, deve-se calcular o parâmetro que iremos chamar de produtibilidade controlável. Esse parâmetro tem o objetivo de transformar a vazão natural afluente que chega naquela usina em energia controlável para o REE.

Uma vez gerado pelo modelo de séries temporais os valores de vazão natural afluente para cada usina hidrelétrica com reservatório da bacia hidrográfica, e de posse das produtibilidades controláveis, podemos computar qual é a parcela de energia controlável

gerada pelas usinas hidrelétricas com reservatório de acumulação que compõe o REE-B. A Equação (4.27) apresenta o cálculo da  $EC_m^t$  para o REE-B da bacia hidrográfica  $m$  no estágio  $t$ .

$$EC_m^t = \sum_{r \in RR_m} Q_r^t \rho_r^c \quad (4.27)$$

### c. Energia Fio D'água para REE-B

A  $EU_m^t$  representa a parcela da ENA que pode somente ser utilizada no estágio presente do horizonte de planejamento. Dessa forma, essa parcela de energia não pode ser armazenada para uso futuro.

$$EU_m^t = \sum_{j \in RR_m} \left( Q_j^t - \sum_{u \in U_j} Q_u^t \right) \rho_j h_j \quad (4.28)$$

Onde:

- $Q_j^t$  Afluência natural da usina hidrelétrica  $j$  no período de tempo  $t$  [(m<sup>3</sup>/s)-mês];
- $RR_m$  Conjunto de usinas hidrelétricas a fio d'água no REE-B da bacia hidrográfica  $m$ ;
- $U_j$  Conjunto de usinas imediatamente a montante da usina hidrelétrica a fio d'água  $j$ .

Adotando simplificação semelhante à utilizada para o cálculo da  $EC_m^t$  temos que:

$$\rho_j^F = \rho_j h_j \quad (4.29)$$

Onde:

- $\rho_j^F$  Produtibilidade fio d'água da usina hidrelétrica  $j$  [MW/m.s].

De maneira semelhante à subseção anterior, devemos inicialmente calcular para cada usina hidrelétrica fio d'água o parâmetro  $\rho_j^F$ . Esse parâmetro tem o objetivo de transformar a vazão natural afluente que chega em determinada usina hidrelétrica em energia fio d'água para o REE-B.

Uma vez gerado os valores de vazão natural afluyente para cada usina hidrelétrica da bacia hidrográfica pelo modelo de previsão de séries temporais e de posse das produtibilidades fio d'água podemos computar qual é a parcela de energia fio d'água gerada pelas usinas hidrelétricas que compõe o REE-B. A Equação (4.30) apresenta o cálculo da  $EU_m^t$  para o REE-B de uma bacia hidrográfica  $m$  no período  $t$ .

$$EU_m^t = \sum_{j \in RR_m} (Q_j^t - \sum_{u \in U_j} Q_u^t) \rho_j^F \quad (4.30)$$

#### d. Cascatas pertencentes a diferentes REE-B

Quando é utilizada a representação de REE-B, podem existir na mesma cascata usinas pertencentes à REE-Bs distintos, o que torna necessário que a energia produzida por essa cascata seja adequadamente dividida entre os mesmos.

Uma das possíveis maneiras de tratar esse problema, utilizada neste trabalho, é a adição de usinas fictícias (CEPEL, 2011), a exemplo do que é feito hoje. Para ilustrar esta metodologia considere o caso exemplo da Figura 8 na qual temos uma cascata subdividida em dois diferentes REE-Bs.

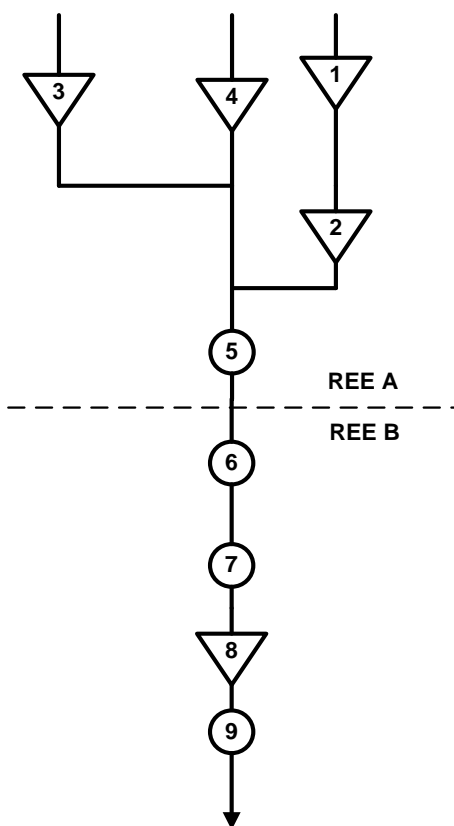


Figura 8- Usinas em cascata, pertencentes à REE-Bs distintos.

Essa metodologia consiste em considerar a existência de diferentes cascatas, cada uma composta apenas por usinas pertencentes ao mesmo REE-B. Com base na Figura 8 é possível separar a cascata de usinas hidrelétricas em duas, como ilustrado na Figura 9.

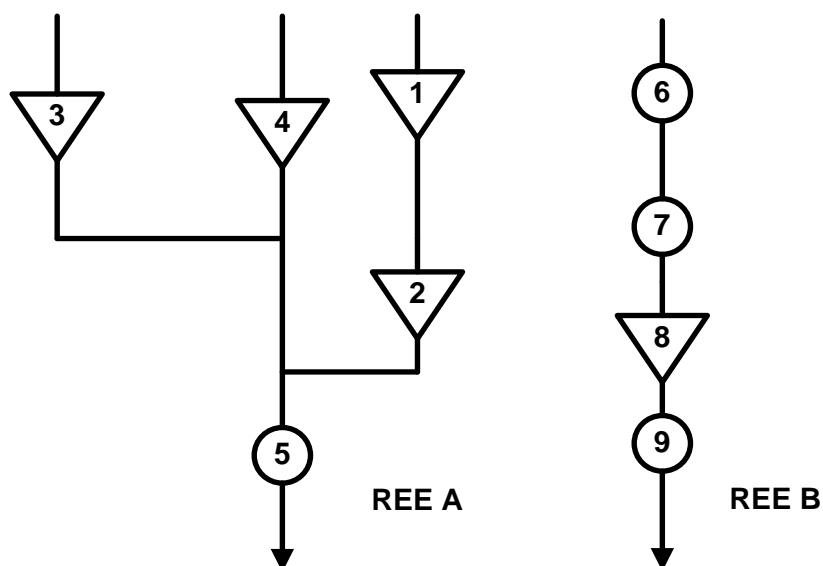


Figura 9 - Cascatas pertencentes aos seus respectivos REEs

O cálculo dos parâmetros referentes ao REE A é feito de maneira semelhante ao apresentado nos subitens anteriores. No entanto, uma vez que a água, dos reservatórios das usinas 2, 3 e 4, pertencentes ao REE A, também gera energia nas usinas 6 e 7, pertencentes ao REE B, o cálculo dos parâmetros do sistema equivalente do REE B se dá a partir de uma pequena alteração de configuração do mesmo, e será explicado a seguir.

A metodologia de adição de usina fictícia propõe que seja adicionada uma usina fictícia a montante do REE B, com características de armazenamento e vazões naturais afluentes, chegando ao posto fictício, iguais aos das usinas hidrelétricas, com reservatório, imediatamente a montante da primeira usina hidrelétrica pertencente ao REE B, porém com produtividade específica nula. A partir daí o cálculo dos parâmetros referentes a esse REE-B é feito normalmente, como exposto nos subitens acima. Em Marcato (2002) é apresentada outro tratamento para o acoplamento hidráulico de uma mesma cascata pertencente a dois subsistemas distintos. A Figura 10 apresenta a configuração final das cascatas utilizadas no cálculo dos parâmetros de cada um dos REE-Bs.

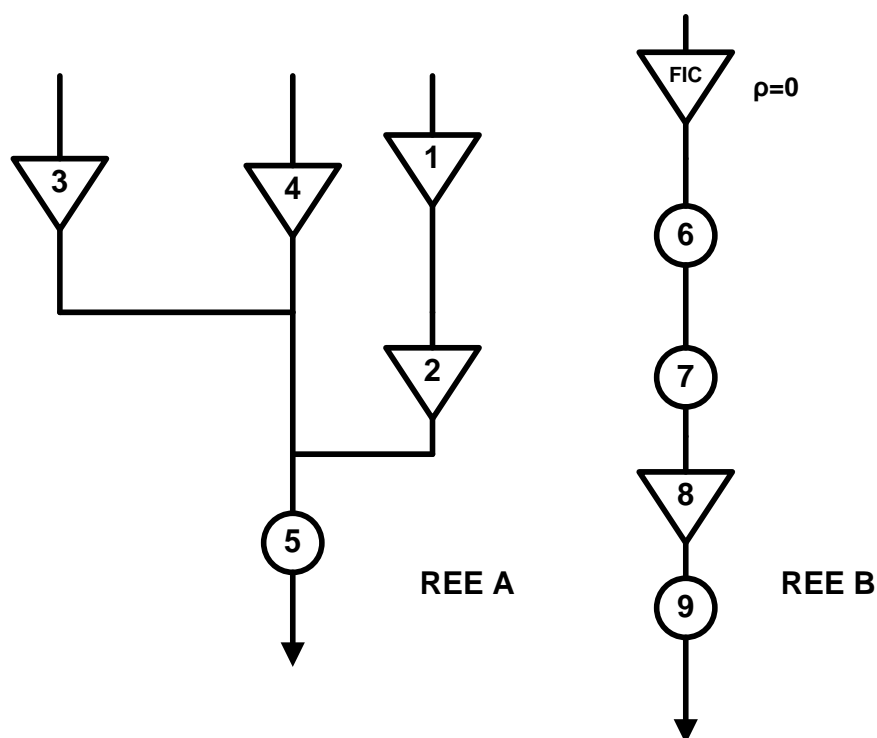


Figura 10 – Configuração final das cascatas de cada REE.

**e. Exemplo de Cálculo da ENA para REE-B com a Presença de Usinas Fictícias**

O objetivo nessa subseção é apresentar um exemplo simples de cálculo da ENA em casos onde se faz necessário o uso da metodologia de usinas fictícias na representação de usinas hidrelétricas à REE-B. Para tanto utilizaremos o exemplo representado pela Figura 10.

Os dados de cada usina, inclusive a usina fictícia, para o exemplo da Figura 10, são apresentados pela Tabela 1.

Tabela 1 - Dados para o cálculo da ENA no caso exemplo.

Usina	H [m]	$\rho$ [MW/m <sup>2</sup> .s]	$\rho^c$ [MW/m.s]	$\rho^F$ [MW/m.s]	Q [m <sup>3</sup> /s]
1	102,2	0,009223	0,9425906		318
2	66,9	0,009117	0,8832963		361
3	64,2	0,008928	0,8465466		581
4	118,8	0,008731	1,3106118		614
5	31,1	0,008790		0,273369	1880
6	32,4	0,008730		0,282852	1951

<b>7</b>	33,2	0,008675		0,288010	2094
<b>8</b>	98,5	0,009548	1,2339789		3110
<b>9</b>	32,9	0,008921		0,293501	3215
<b>FIC</b>	0,00	0,000000	0,570862		1556

Como não ocorrem mudanças na forma com que são calculados os parâmetros referentes à Bacia A, essa subseção apresenta como exemplo apenas os cálculos da  $EC_m^t$ ,  $EU_m^t$  e consequentemente da ENA, para a Bacia B.

$$EC_m^t = Q_{FIC}^t \cdot \rho_{FIC}^c + Q_8^t \cdot \rho_8^c \quad (4.31)$$

$$EC_m^t = 1556 \cdot (0,570862) + 3110 \cdot (1,2339789) \quad (4.32)$$

$$EC_m^t = 4726 \text{ [MWmês]} \quad (4.33)$$

$$EU_m^t = (Q_6^t - Q_{FIC}^t) \cdot \rho_6^F + (Q_7^t - Q_6^t) \cdot \rho_7^F + (Q_9^t - Q_8^t) \cdot \rho_9^F \quad (4.34)$$

$$EU_m^t = (1951 - 1556) \cdot 0,2828520 + (2094 - 1951) \cdot 0,2880100 + (3215 - 3110) \cdot 0,2935009 \quad (4.35)$$

$$EU_m^t = 184 \text{ [MWmês]} \quad (4.36)$$

$$ENA^t = EC_m^t + EU_m^t \quad (4.37)$$

$$ENA^t = 4726 + 184 \quad (4.38)$$

$$ENA^t = 4910 \text{ [MWmês]} \quad (4.39)$$



## Capítulo 5

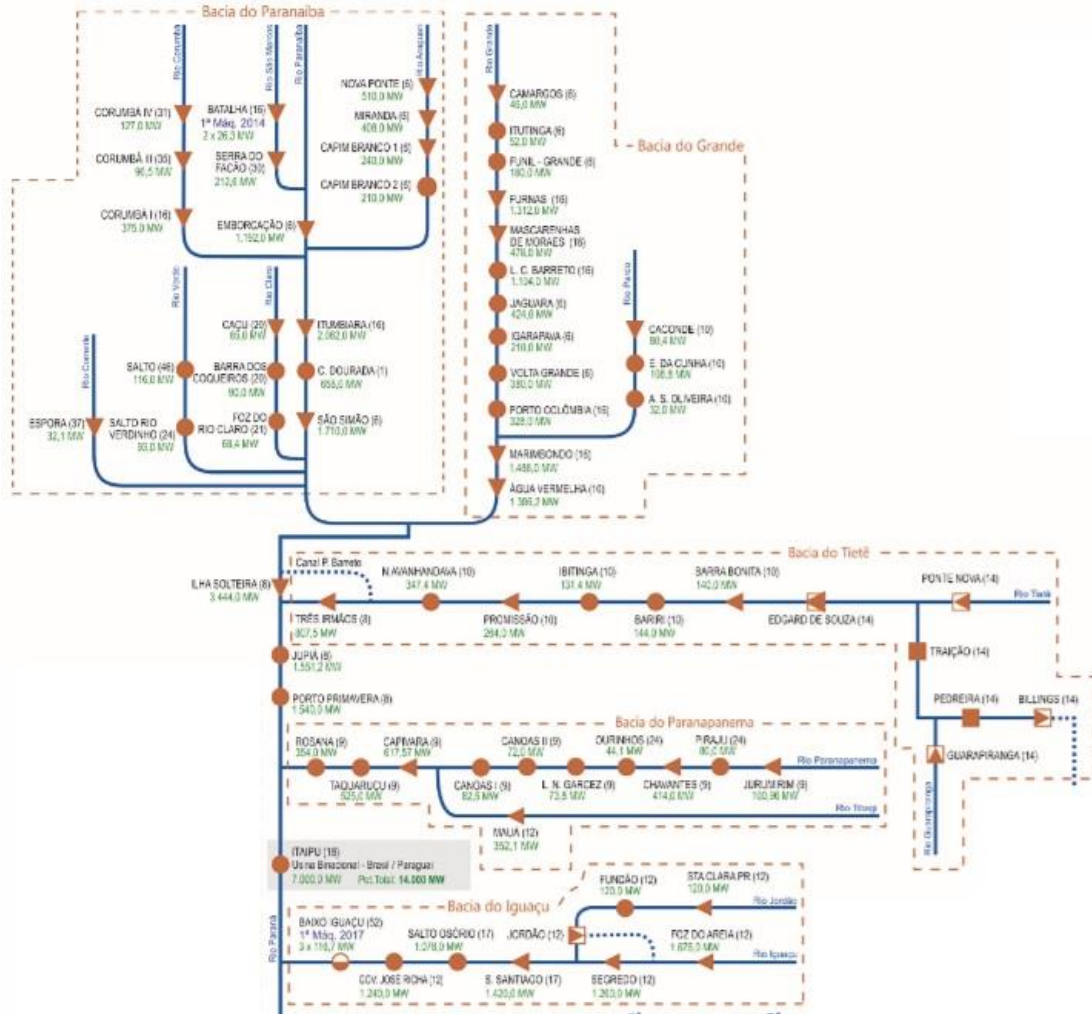
### Estudo de Caso

#### 5.1 Introdução

O Brasil é um país com um grande potencial hídrico, repleto de rios em quase toda sua extensão, dos quais, muitos possuem elevado volume de água e percorrem longas distancias. Basicamente pode-se agrupar os rios brasileiros em doze bacias hidrográficas importantes, como mostrado na Figura 11, das quais apenas 10 possuem empreendimentos de geração hidrelétrica. A Figura 12 representa o esquema de usinas para cada bacia hidrográfica. A bacia do Paraná concentra atualmente o maior potencial hidrelétrico, aproximadamente de 54 GW, o que representa mais de 50% da capacidade total de geração hidrelétrica nacional. Em função de seu elevado potencial e vasta extensão, podemos subdividi-la em seis bacias menores, com base em seus principais rios: Paranaíba, Grande, Tietê, Paranapanema, Paraná e Iguaçu - como mostram as linhas pontilhadas na Figura 12 – (a) Paraná.



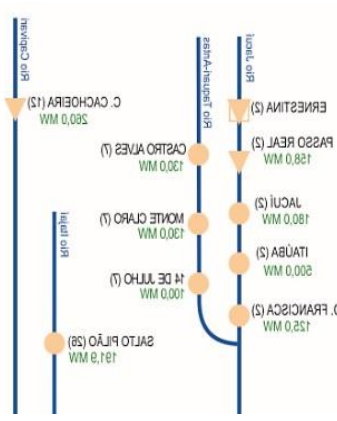
Figura 11 - Mapa com as Principais Bacias Hidrográficas do Brasil (fonte ONS 2015)



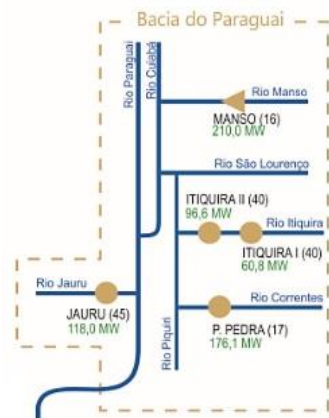
(a) Paraná



(b) Atlântico Leste



(c) Atlântico Sul



(d) Paraguai

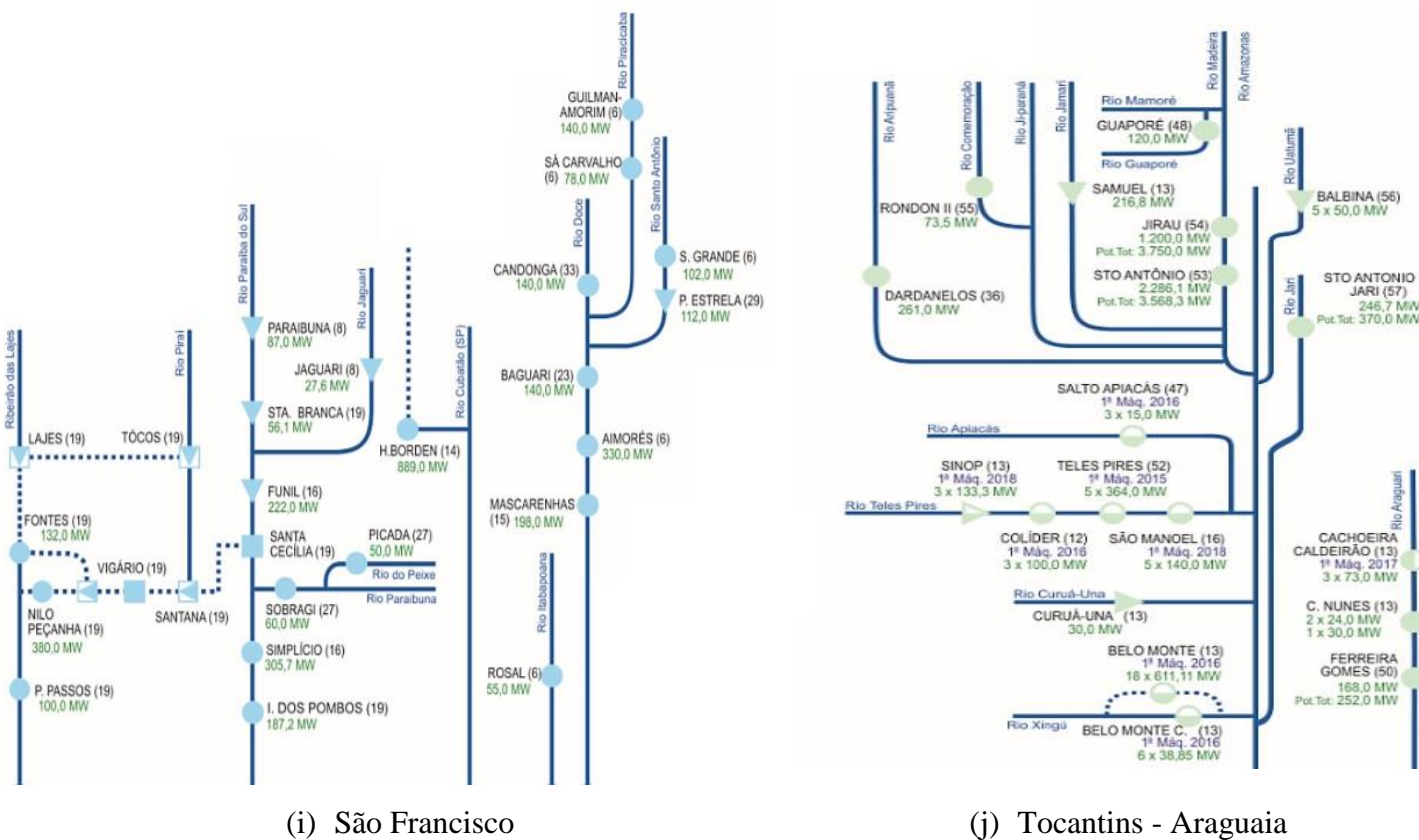
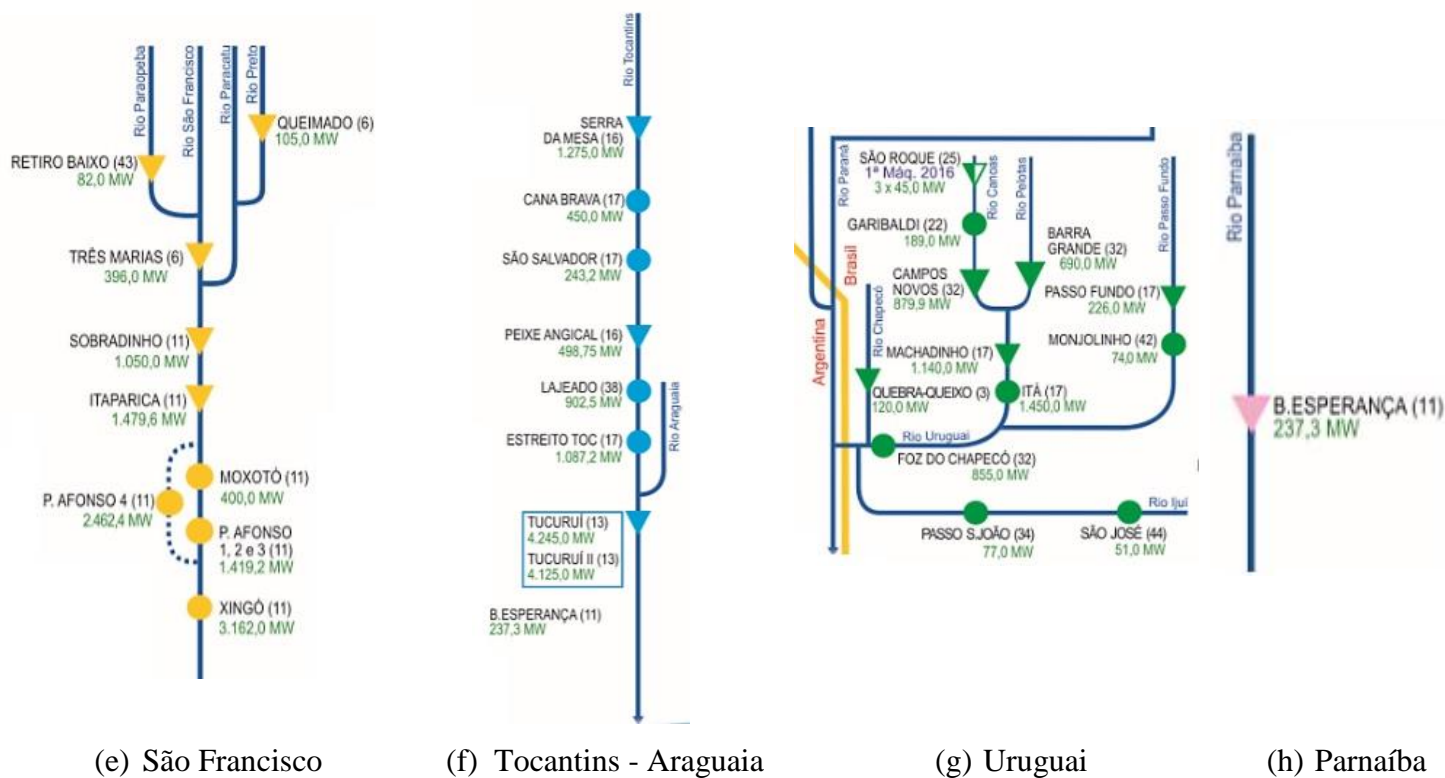


Figura 12 - Configuração das Usinas Hidrelétricas do SIN por Bacias (fonte ONS 2015)

As linhas azuis representam os rios. Os triângulos e os círculos representam as UHEs com reservatório e UHEs a fio d'água, respectivamente. Alguns dos triângulos e círculos coloridos estão coloridos pela metade sinalizando novas usinas que começarão a operar durante o horizonte de planejamento. Os quadrados são unidades de bombeamento de água. Os triângulos dentro de um quadrado são reservatórios de água apenas, às vezes eles são seguidos por algumas linhas pontilhadas azuis que correspondem a desvios de água. Estes desvios podem levar a fluxos negativos incrementais para o reservatório imediatamente a jusante, por isso precisamos incorporá-los nas equações do modelo para esses casos específicos.

Na representação proposta, por este trabalho, para a solução do problema de despacho hidrotérmico de médio prazo, as usinas podem ser agrupadas por bacia, criando uma usina equivalente com vazão natural igual à soma das vazões incrementais de todos os reservatórios pertencentes à bacia.

As vazões médias destas bacias variam durante o ano, como mostrado na Figura 13. Note que a forma como os períodos úmido e seco estão distribuídos no decorrer do ano depende da localização da bacia, por exemplo, as bacias do Norte têm sua estação chuvosa de fevereiro a abril já as bacias Central e Oriental têm a sua estação chuvosa, de novembro a março.

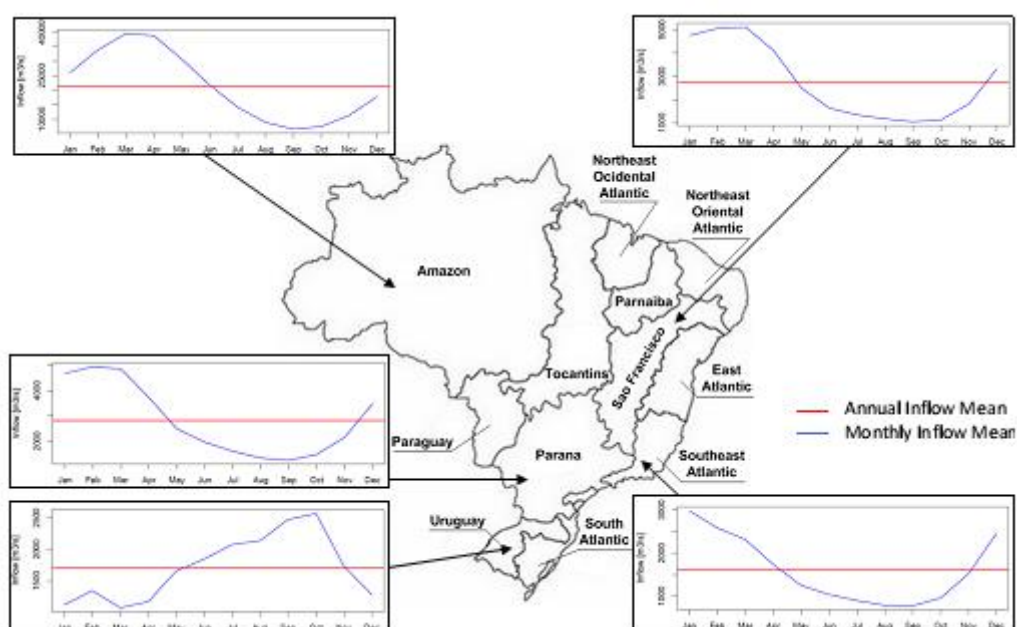


Figura 13 - Vazão mensal média de algumas bacias

Estas e outras características próprias de cada bacia hidrográfica são melhores representadas e capturadas pelo modelo, quando otimizado via REE-B.

Neste capítulo é apresentado um estudo de caso desenvolvido a partir de um sistema reduzido, baseado nas características e configurações do sistema real (PMO de fevereiro de 2010).

## **5.2 Configuração do sistema reduzido**

Para o estudo de caso, criou-se um sistema teste reduzido, como uma simplificação, baseado nas configurações oficiais do sistema na ocasião do PMO de fevereiro de 2010. No decorrer desta subseção são descritos seus principais parâmetros e configurações.

No que se refere à configuração da matriz hidrelétrica, para a formação do sistema reduzido extraiu-se do sistema real, UHEs pertencentes a cinco diferentes bacias hidrográficas (Paranaíba, Grande, Tiete, Iguaçu e Uruguai), das quais três pertencem ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste (Paranaíba, Grande e Tiete) e as outras duas ao subsistema Sul (Iguaçu e Uruguai), todas as demais características construtivas e operativas destas usinas foram mantidas, como por exemplo, cronograma de manutenção e expansão, configuração da cascata, entre outras. Na Tabela 2 são listadas todas as UHEs despacháveis que compõem o sistema reduzido e algumas de suas características construtivas.



Tabela 2 – Bacias selecionadas para o Estudo de Caso

Nome	Bacia	Subsistema	Jusante	U. Exis.	Vol Máx	Vol Mín	Vol. Util	Regularização	$\rho^c$	$\rho^F$
									[MW/m.s]	[MW/m.s]
CAMARGOS	Grande	SE/CO	2	EX	792,0	120,0	672,0	M	0,7875	0,0000
ITUTINGA	Grande	SE/CO	4	EX	11,0	11,0	0,0	D	0,0000	0,5904
FUNIL-GRANDE	Grande	SE/CO	6	EX	304,0	304,0	0,0	D	0,0000	0,3457
FURNAS	Grande	SE/CO	7	EX	22.950,0	5.733,0	17.217,0	M	0,7726	0,0000
M. DE MORAES	Grande	SE/CO	8	EX	4.040,0	1.540,0	2.500,0	M	1,9042	0,0000
ESTREITO	Grande	SE/CO	9	EX	1.423,0	1.423,0	0,0	D	0,0000	1,5705
JAGUARA	Grande	SE/CO	10	EX	450,0	450,0	0,0	D	0,0000	1,0078
IGARAPAVA	Grande	SE/CO	11	EX	480,0	480,0	0,0	D	0,0000	0,6035
VOLTA GRANDE	Grande	SE/CO	12	EX	2.244,0	2.244,0	0,0	D	0,0000	0,4510
P. COLOMBIA	Grande	SE/CO	17	EX	1.524,0	1.524,0	0,0	D	0,0000	0,2038
CACONDE	Grande	SE/CO	15	EX	555,0	51,0	504,0	M	1,7671	0,0000
E. DA CUNHA	Grande	SE/CO	16	EX	14,0	14,0	0,0	D	0,0000	0,9525
A.S.OLIVEIRA	Grande	SE/CO	17	EX	25,0	25,0	0,0	D	0,0000	0,2064
MARIMBONDO	Grande	SE/CO	18	EX	6.150,0	890,0	5.260,0	M	0,4939	0,0000
A. VERMELHA	Grande	SE/CO	0	EX	11.025,0	5.856,0	5.169,0	M	0,4710	0,0000
BATALHA	Paranaíba	SE/CO	21	NE	1.781,6	430,1	1.351,6	M	0,0000	0,0000
SERRA FACAO	Paranaíba	SE/CO	24	NE	5.199,0	1.752,0	3.447,0	M	0,0000	0,0000
EMBORCACAO	Paranaíba	SE/CO	31	EX	17.725,0	4.669,0	13.056,0	M	1,1027	0,0000
NOVA PONTE	Paranaíba	SE/CO	26	EX	12.792,0	2.412,0	10.380,0	M	1,0024	0,0000
MIRANDA	Paranaíba	SE/CO	27	EX	1.120,0	974,0	146,0	M	0,6143	0,0000
CAPIM BRANC1	Paranaíba	SE/CO	28	EX	241,1	228,3	12,9	M	0,9054	0,0000
CAPIM BRANC2	Paranaíba	SE/CO	31	EX	879,0	878,0	1,0	D	0,0000	0,4018
CORUMBA IV	Paranaíba	SE/CO	203	EX	3.624,4	2.936,6	687,8	M	0,6190	0,0000

CORUMBA I	Paranaíba	SE/CO	31	EX	1.500,0	470,0	1.030,0	M	0,6106	0,0000
ITUMBIARA	Paranaíba	SE/CO	32	EX	17.027,0	4.573,0	12.454,0	M	0,9639	0,0000
CACH.DOURADA	Paranaíba	SE/CO	33	EX	460,0	460,0	0,0	D	0,0000	0,2826
SAO SIMAO	Paranaíba	SE/CO	0	EX	12.540,0	7.000,0	5.540,0	M	0,6241	0,0000
BARRA BONITA	Tiete	SE/CO	38	EX	3.135,0	569,0	2.566,0	M	0,5476	0,0000
A.S. LIMA	Tiete	SE/CO	39	EX	544,0	544,0	0,0	D	0,0000	0,3735
IBITINGA	Tiete	SE/CO	40	EX	985,0	985,0	0,0	D	0,0000	0,1872
PROMISSAO	Tiete	SE/CO	42	EX	7.408,0	5.280,0	2.128,0	M	0,4659	0,0000
NAVANHANDAVA	Tiete	SE/CO	44	EX	2.720,0	2.720,0	0,0	D	0,0000	0,2601
I. SOLT. EQV	Tiete	SE/CO	45	EX	34.432,0	25.467,0	8.965,0	M	0,5881	0,0000
JUPIA	Tiete	SE/CO	0	EX	3.354,0	3.354,0	0,0	D	0,0000	0,1980
STA CLARA PR	Iguaçu	Sul	72	EX	431,0	169,0	262,0	M	1,6430	0,0000
FUNDAO	Iguaçu	Sul	73	EX	35,0	35,0	0,0	D	0,0000	0,8299
JORDAO	Iguaçu	Sul	77	EX	110,0	85,0	25,0	M	0,0000	0,0000
G.B. MUNHOZ	Iguaçu	Sul	76	EX	5.779,0	1.974,0	3.805,0	M	1,1477	0,0000
SEGREDO	Iguaçu	Sul	77	EX	2.950,0	2.562,0	388,0	M	1,0242	0,0000
SLT.SANTIAGO	Iguaçu	Sul	78	EX	6.775,0	2.662,0	4.113,0	M	2,1057	0,0000
SALTO OSORIO	Iguaçu	Sul	82	EX	1.124,0	1.124,0	0,0	D	0,0000	1,2237
SALTO CAXIAS	Iguaçu	Sul	83	EX	3.573,0	3.573,0	0,0	D	0,0000	0,5930
BAIXO IGUACU	Iguaçu	Sul	0	NE	211,9	183,0	28,9	D	0,0000	0,0000
BARRA GRANDE	Uruguai	Sul	91	EX	4.904,5	2.711,8	2.192,7	M	1,3896	0,0000
CAMPOS NOVOS	Uruguai	Sul	91	EX	1.477,0	1.320,0	157,0	M	1,6244	0,0000
MACHADINHO	Uruguai	Sul	92	EX	3.340,0	2.283,0	1.057,0	M	1,8373	0,0000
ITA	Uruguai	Sul	103	EX	5.100,0	5.100,0	0,0	D	0,0000	0,9186
PASSO FUNDO	Uruguai	Sul	94	EX	1.589,0	185,0	1.404,0	M	2,8024	0,0000
MONJOLINHO	Uruguai	Sul	103	EX	150,5	150,5	0,0	D	0,0000	0,5597
QUEBRA QUEIX	Uruguai	Sul	0	EX	137,0	111,0	26,0	M	1,0522	0,0000
SAO JOSE	Uruguai	Sul	102	NE	186,3	186,3	0,0	D	0,0000	0,0000

PASSO S JOAO	Uruguai	Sul	0	NE	102,4	102,4	0,0	D	0,0000	0,0000
FOZ CHAPECO	Uruguai	Sul	0	NE	1.513,0	1.512,0	1,0	D	0,0000	0,0000
GUARAPIRANGA	Tiete	SE/CO	118	EX	190,0	0,8	189,2	M	0,0000	0,0000
BILLINGS	Tiete	SE/CO	119	EX	1.132,7	1,0	1.131,7	M	5,6537	0,0000
HENRY BORDEN	Tiete	SE/CO	0	EX	1,0	1,0	0,0	D	0,0000	5,6537
SAO DOMINGOS	Tiete	SE/CO	0	NE	131,3	116,5	14,9	M	0,0000	0,0000
CORUMBA III	Paranaíba	SE/CO	30	EE	972,0	709,0	263,0	M	0,0000	0,0000
SALTO PILAO	Uruguai	Sul	0	EX	0,0	0,0	0,0	D	0,0000	1,8158
SLT VERDINHO	Paranaíba	SE/CO	0	NE	264,5	264,5	0,0	D	0,0000	0,0000
SALTO	Paranaíba	SE/CO	241	NE	1.187,4	1.187,4	0,0	D	0,0000	0,0000
CACU	Paranaíba	SE/CO	312	NE	231,8	197,3	34,5	M	0,0000	0,0000
B. COQUEIROS	Paranaíba	SE/CO	315	NE	349,8	302,0	47,8	M	0,0000	0,0000
FOZ R. CLARO	Paranaíba	SE/CO	0	NE	95,3	95,3	0,0	D	0,0000	0,0000



Com base nos cronogramas de modificação e expansão do caso oficial, para as usinas do sistema reduzido teríamos, ao longo dos cinco anos do horizonte de planejamento, um total de 16 configurações hidráulicas, considera-se uma nova configuração hidráulica toda vez que uma UHE é adicionada ou sistema ou moda de estado operativo, os estados operativos e suas características são descritos no subitem A.2 do Anexo I. As Tabelas 3 e 4, a seguir, apresentam, as energias armazenáveis máximas, calculadas conforme a formulação apresentada no subitem A.2.a do Anexo I, para cada um dos REEs, por bacias hidrográfica e por subsistemas de energia respectivamente, em cada uma das 16 configurações.

Tabela 3 - Energia Armazenada Máxima por Bacia por configuração [MWmédio]

Config.	Paranaíba	Grande	Tietê	Iguaçu	Uruguai
CONFIG. 1	39.038,67	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 2	39.038,67	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 3	39.167,66	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 4	42.541,66	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 5	42.541,66	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 6	42.549,42	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 7	42.562,59	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 8	42.562,59	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.067,44
CONFIG. 9	43.360,77	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.915,25
CONFIG. 10	43.360,77	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.915,25
CONFIG. 11	43.360,77	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.915,25
CONFIG. 12	44.996,67	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.915,25
CONFIG. 13	45.164,92	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.915,25
CONFIG. 14	45.164,92	30.314,20	7.200,44	10.120,26	5.915,25
CONFIG. 15	45.164,92	30.314,20	7.202,17	10.120,26	5.915,25
CONFIG. 16	45.164,92	30.314,20	7.202,17	10.602,18	5.915,25

Tabela 4 - Energia Armazenada Máxima por Subsistema por configuração [MWmédio]

Config.	SE/CO	Sul
CONFIG. 1	76.553,31	15.187,69
CONFIG. 2	76.553,31	15.187,69
CONFIG. 3	76.682,30	15.187,69
CONFIG. 4	80.056,30	15.187,69
CONFIG. 5	80.056,30	15.187,69
CONFIG. 6	80.064,06	15.187,69

CONFIG. 7	80.077,23	15.187,69
CONFIG. 8	80.077,23	15.187,69
CONFIG. 9	80.875,41	16.035,50
CONFIG. 10	80.875,41	16.035,50
CONFIG. 11	80.875,41	16.035,50
CONFIG. 12	82.511,31	16.035,50
CONFIG. 13	82.679,56	16.035,50
CONFIG. 14	82.679,56	16.035,50
CONFIG. 15	82.681,29	16.035,50
CONFIG. 16	82.681,29	16.517,43

Nas Tabela 5 Tabela 6 são apresentados os níveis de geração hidráulica máxima para cada uma das configurações, segundo equacionamentos apresentados no subitem A.2.f do Anexo I, para o caso de REEs por Bacias Hidrográficas e REEs por Subsistemas, respectivamente.

Tabela 5 - Geração Hidráulica Máxima por Bacia por config. [MWmédio]

Config.	Paranaíba	Grande	Tietê	Iguaçu	Uruguai
CONFIG. 1	7.190,64	7.073,92	7.144,89	6.541,00	4.476,88
CONFIG. 2	7.279,49	7.073,92	7.144,89	6.541,00	4.476,88
CONFIG. 3	7.279,49	7.073,92	7.144,89	6.541,00	4.476,88
CONFIG. 4	7.379,94	7.073,92	7.144,89	6.541,00	4.476,88
CONFIG. 5	7.443,57	7.073,92	7.144,89	6.541,00	4.476,88
CONFIG. 6	7.674,24	7.073,92	7.144,89	6.541,00	4.523,27
CONFIG. 7	7.674,24	7.073,92	7.144,89	6.541,00	4.523,27
CONFIG. 8	7.864,69	7.073,92	7.144,89	6.541,00	5.231,75
CONFIG. 9	7.864,69	7.073,92	7.144,89	6.541,00	5.231,75
CONFIG. 10	7.864,69	7.073,92	7.144,89	6.541,00	5.301,79
CONFIG. 11	7.864,69	7.073,92	7.144,89	6.541,00	5.322,92
CONFIG. 12	7.864,69	7.073,92	7.144,89	6.541,00	5.322,92
CONFIG. 13	7.913,45	7.073,92	7.144,89	6.541,00	5.322,92
CONFIG. 14	7.913,45	7.073,92	7.144,89	6.541,00	5.322,92
CONFIG. 15	7.913,45	7.073,92	7.188,55	6.541,00	5.322,92
CONFIG. 16	7.913,45	7.073,92	7.188,55	6.854,70	5.322,92

Tabela 6 - Geração Hidráulica Máxima por Subsistema por config. [MWmédio]

Config.	SE/CO	Sul
CONFIG. 1	21.409,45	11.017,87

CONFIG. 2	21.498,30	11.017,87
CONFIG. 3	21.498,30	11.017,87
CONFIG. 4	21.598,75	11.017,87
CONFIG. 5	21.662,38	11.017,87
CONFIG. 6	21.893,05	11.064,26
CONFIG. 7	21.893,05	11.064,26
CONFIG. 8	22.083,50	11.772,75
CONFIG. 9	22.083,50	11.772,75
CONFIG. 10	22.083,50	11.842,79
CONFIG. 11	22.083,50	11.863,92
CONFIG. 12	22.083,50	11.863,92
CONFIG. 13	22.132,26	11.863,92
CONFIG. 14	22.132,26	11.863,92
CONFIG. 15	22.175,93	11.863,92
CONFIG. 16	22.175,93	12.177,62

A exemplo do que foi feito com a matriz hidráulica, a matriz térmica também foi reduzida a um número menor de representantes, selecionou-se no total dezenove unidades de geração térmica, com CVU variando entre R\$ 23,30 e R\$ 279,60, das quais oito se encontram no subsistema Sudeste/Centro-Oeste totalizando uma capacidade de geração de aproximadamente 3,66 [GWmédio] dos quais 579,30 [MWmédio] são inflexíveis e 11 unidades no subsistema Sul totalizando aproximadamente 1,9 [GWmédio] de capacidade com 346,00 [MWmédio] inflexíveis no primeiro estágio. Na Tabela 7 encontram-se listadas as unidades térmicas consideradas no sistema reduzido e algumas de suas características principais.

Tabela 7 - Usinas Térmicas utilizadas no Estudo de Caso

NOME	SSIS	TIPO COMB.	POT	FCMX	Gtmin	CVU
ANGRA 1	1	Nuclear	657,00	100%	520,00	23,28
CCBS_L	1	Gás	250,00	100%	59,30	185,69
IBIRITERMO	1	Gás	226,00	100%	0,00	188,89
MACAE_TC	1	Gás	923,00	100%	0,00	253,83
NORTEFLU-4	1	Gás	169,00	100%	0,00	131,68
TERMORIO_L	1	Gás	1.058,00	100%	0,00	142,03
VIANA	1	Óleo	175,00	100%	0,00	279,64
W.ARJONA	1	Gás	206,00	100%	0,00	197,85
ARAUCARIA	2	Gás	485,00	100%	0,00	219,00
CHARQUEADAS	2	Carvão	72,00	100%	27,00	155,98
CISFRAMA	2	Biomassa	4,00	90%	0,00	172,15

FIGUEIRA	2	Carvão	20,00	100%	13,00	218,77
J.LACERDA A1	2	Carvão	100,00	100%	0,00	190,85
J.LACERDA A2	2	Carvão	132,00	100%	66,00	144,07
J.LACERDA B	2	Carvão	262,00	100%	80,00	143,92
J.LACERDA C	2	Carvão	363,00	100%	0,00	117,78
P.MEDICI A	2	Carvão	126,00	100%	50,00	115,90
P.MEDICI B	2	Carvão	320,00	100%	105,00	115,90
S.JERONIMO	2	Carvão	20,00	100%	5,00	248,31

Do ponto de vista da geração de usinas não despacháveis foi considerado apenas a parcela de geração pertencente aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, aos quais aplicou-se um fator de redução, com o objetivo de manter a mesma proporcionalidade entre o montante de geração hidráulica máxima e geração de usinas não despacháveis. Na Tabela 8 são apresentados os valores médios anuais de geração de usinas não despacháveis considerados ao longo de todo o horizonte de estudo por subsistema.

Tabela 8 - Geração média anual de unidades não despacháveis durante o horizonte de estudo [MWmédio]

Ano	SE/CO	Sul	TOTAL SIN
2010	1.474	557	2.031
2011	2.347	763	3.110
2012	2.521	764	3.284
2013	2.524	815	3.338
2014	2.519	815	3.334

Com o objetivo de adequar a demanda aos novos níveis de oferta disponível, com o cuidado de se preservar os mesmos níveis de sobre oferta observados na configuração da época, novamente considerou-se apenas a demanda referente aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, aplicando a eles um fator de redução no sentido de preservar no caso reduzido a mesma capacidade de regularização observada no caso oficial, ou seja, buscou-se através desse fator de redução preservar a sazonalidade do consumo e sua proporção frente à energia controlável máxima. Nas Tabela 9 e Tabela 10 são apresentadas, as demandas médias anuais por subsistema brutas e líquidas (descontadas das gerações de usinas não despacháveis, gerações térmicas mínimas e energias de submotorização).

Tabela 9 – Valores de demanda média anual para o subsistema SE/CO [MWmédio]

Ano	Demanda [MWmédio]	GT min [MWmédio]	Usinas não despacháveis [MWmédio]	Energia de Submot. [MWmédio]	Demanda líquida [MWmédio]
2010	13929,9	543,0	1473,8	55,4	11857,7
2011	14576,8	579,3	2346,6	1,2	11649,7
2012	15337,6	579,3	2520,6	0,0	12237,6
2013	16136,4	579,3	2523,5	0,0	13033,6
2014	16853,0	579,3	2519,3	0,0	13754,4

Tabela 10 - Valores de demanda média anual para o subsistema Sul [MWmédio]

Ano	Demanda [MWmédio]	GT min [MWmédio]	Usinas não despacháveis [MWmédio]	Energia de Submot. [MWmédio]	Demanda líquida [MWmédio]
2010	7806,9	689,8	557,2	107,0	6452,9
2011	8119,7	699,3	762,9	3,6	6653,8
2012	8457,8	699,3	763,7	0,0	6994,8
2013	8810,5	700,7	814,8	0,0	7294,9
2014	9176,0	704,8	814,8	0,0	7656,4

No que se refere aos limites de intercâmbio entre os dois subsistemas foi considerado um mesmo limite para ambos os sentidos de fluxo equivalente a 15% da demanda média anual a cada ano do horizonte de planejamento.

Todas as demais informações do caso de simulação do PMO foram mantidas ou quando necessário proporcionalizadas para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos moldes das demais, descritas acima. No próximo subitem são apresentados maiores detalhes da simulação do caso de estudo, assim como os resultados obtidos.

### 5.3 Simulação e Resultados

Neste subitem são apresentados maiores detalhes de como foi estruturado o conjunto de simulações do estudo de caso assim como alguns dos principais resultados obtidos em cada simulação. São apresentadas, no total, seis diferentes simulações, divididas primeiramente em relação ao tipo de REE utilizado, três com REE por Subsistema e três com REE-B, e em seguida em função do nível inicial de armazenamento de cada um dos REE,

por simplificação, optou-se por considerar em cada um dos casos todos os REE da configuração partindo de um mesmo nível de armazenamento, para cada um dos tipos de REE (subsistemas ou bacias) foram simulados casos com 30%, 60% e 90% do volume útil de cada reservatório como nível armazenamento inicial.

No processo de otimização e construção da política de operação, para as simulações apresentadas, foram utilizados os seguintes parâmetros: número máximo de 50 iterações do algoritmo de PDDE, horizonte de 12 meses, com 200 cenários por estágio, 128 caminhos forward e 8 caminhos backward, descritos no subitem 3.3.3 deste trabalho. Para a conversão do valor de custo futuro em valor presente utilizou-se uma taxa de desconto de 12% a.a.

No processo de simulação final, e avaliação da política de operação construída (função de custo futuro, linear por partes, construída iterativamente pelo algoritmo de PDDE durante seu processo de convergência), foram utilizados outros 12.800 cenários sintéticos de vazão para todo o horizonte de estudo. Com o cuidado de, para efeito de comparação entre os resultados de cada uma das simulações, garantir que elas tenham sido avaliadas frente aos mesmos 12.800 cenários de vazão.

O problema de otimização do sistema reduzido, com 5 bacias hidrográficas, apresentado no subitem anterior deste capítulo, quando utilizando a técnica de REE por bacia hidrográfica, conta com um vetor de 147 variáveis de decisão a cada estágio, sendo 5 referentes ao armazenamento em cada uma das bacias, 15 às respectivas gerações hidráulicas de cada uma das bacias em cada um dos patamares de carga, 5 relacionadas aos vertimentos de cada uma das bacias, 57 referentes as gerações térmicas de cada uma das 19 usinas térmicas que compõem o sistema em cada um dos 3 patamares de carga utilizados, 24 variáveis de decisão relacionadas aos níveis de déficit de energia em cada um dos dois subsistemas para cada patamar de carga em cada um dos 4 patamares de déficit, 6 variáveis de intercâmbio (para cada sentido de fluxo em cada patamar de carga), 15 variáveis de excesso (por bacia e por patamar de carga), 5 de déficit de água, 15 de penalidade por déficit de água (presente no último estágio para evitar a deplecionamento excessivo dos reservatórios ao final do horizonte de estudo) e mais a variável relacionada ao valor do custo de operação futuro. Para o problema do primeiro estágio temos 31 restrições, sendo 5 de balanço de água, 6 de atendimento a demanda, 15 de geração hidráulica máxima e mais 5 de penalidade de déficit de água ao final do último estágio, restrição com o objetivo de penalizar o deplecionamento excessivo dos reservatórios ao final do

horizonte de estudo, evitando que o otimizador esvazie os reservatórios ao final do último estágio, além dos limites de mínimo e máximo das variáveis de decisão. A cada nova iteração do algoritmo de PDDE, são adicionados, à matriz de restrição de cada estágio, seus respectivos cortes de Benders.

Na Figura 14 é apresentada uma imagem simplificada da “Matriz A”, de restrições, para o problema do primeiro estágio na simulação do sistema reduzido utilizando REE-Bs, e seu respectivo vetor “b” ou lado direito das equações de restrição do primeiro estágio considerando um armazenamento inicial de 30% do volume útil dos reservatórios.





A seguir, são apresentadas as evoluções dos limites inferiores e superiores da função objetivo no decorrer do processo de convergência do algoritmo da PDDE. Como critério de parada dos casos simulados, foi utilizado somente o número máximo de iterações (50 iterações), o que faz com que todos os casos simulados cheguem até última iteração máxima permitida, mesmo quando já com sinais anteriores de estarem próximos à convergência, como é possível se observar nos dois exemplos a baixo. Na Figura 15 tem-se a convergência do caso de 5 bacias utilizando REE-B, partindo de um armazenamento inicial de 30%, enquanto que no Figura 16 tem-se o mesmo caso, porém, utilizando REE por subsistemas de energia.

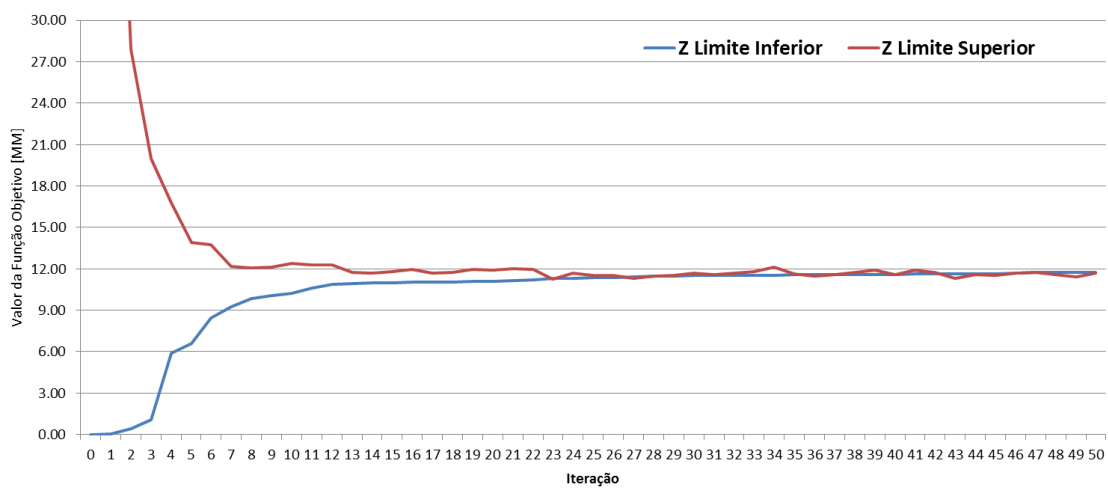


Figura 15 - Convergência REE-B com volume inicial de 30%

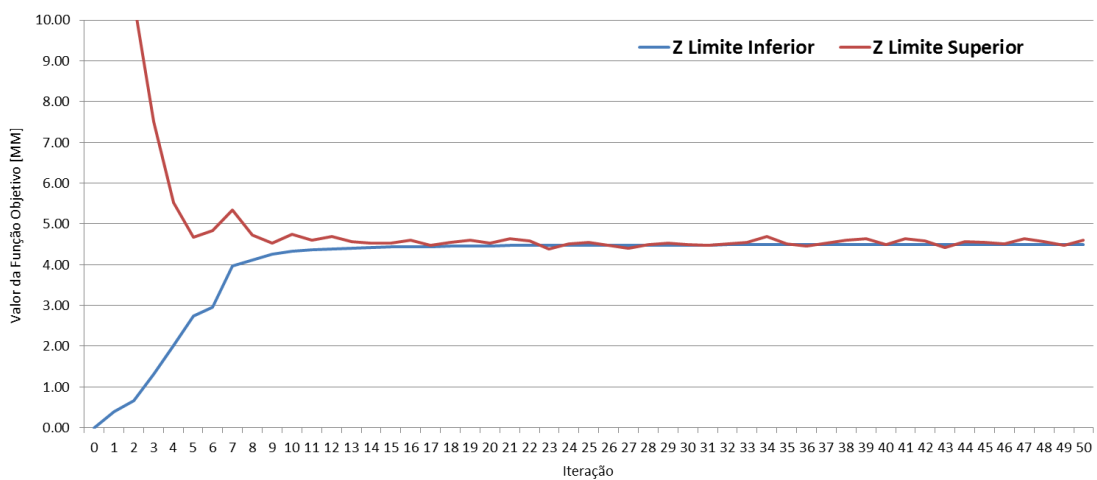


Figura 16 - Convergência REE por Subsistemas com volume inicial de 30%

As Figura 17 e Figura 18 confrontam os resultados de custo marginal de operação médio (horizonte de 12 meses) obtidos em cada uma das seis simulações descritas acima, utilizando REE por bacias hidrográficas e por subsistemas de energia, partindo de três diferentes volumes iniciais (30%, 60% 90%). Como pode-se observar, analisando isoladamente apenas a variável custo marginal tem-se um sinal claro que em situações mais extremas de abastecimento o modelo de REE-B se comporta de maneira mais restritiva, dando um sinal de preço e respectivamente de despacho térmico por mérito em patamares mais elevados, enquanto que em situações de armazenamentos mais normalizadas os resultados se aproximam.

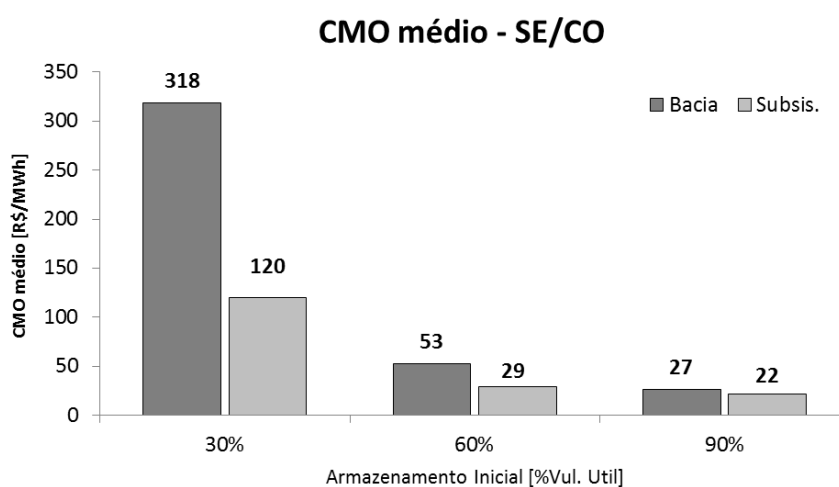


Figura 17 - Custo marginal de operação médio do período para o subsistema SE/CO

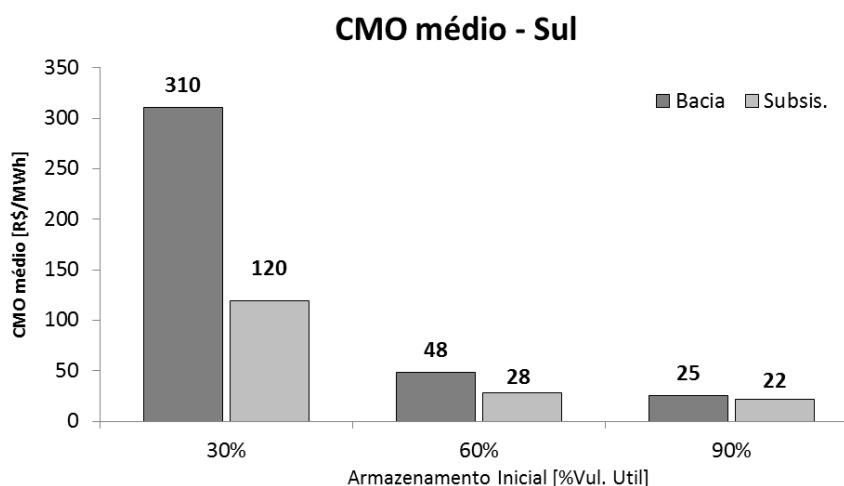


Figura 18- Custo marginal de operação médio do período para o subsistema Sul

Do ponto de vista da geração hidráulica controlável média despachada durante o período, apresentada na Figura 19, não se tem as diferenças muito significativas entre as metodologias, apesar de ainda ser perceptível que as maiores diferenças sejam no caso de níveis de armazenamento mais estressados.

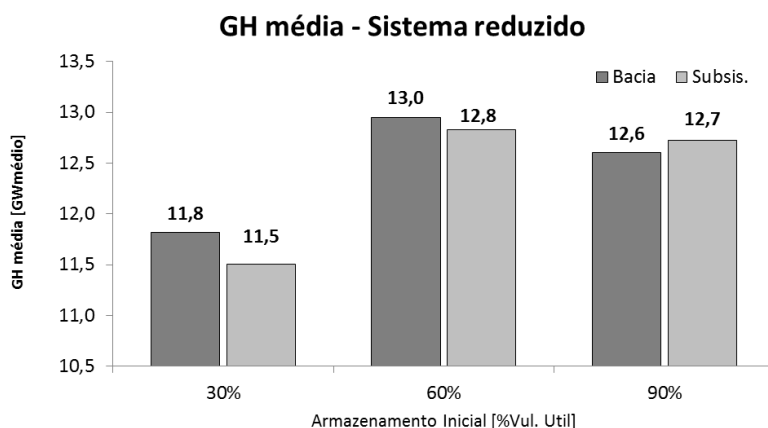


Figura 19 - Geração hidráulica controlável média do período para o sistema reduzido

A Figura 20 apresenta os respectivos montantes de geração térmica média para o período no sistema reduzido em cada um dos casos. Observa-se que em todos os cenários de armazenamento inicial a metodologia de REE-B apresentou um despacho térmico maior do que utilizando REE por subsistemas de energia. Quando analisado de forma conjunta os montantes de geração hidráulica controlável média e geração térmica média, também observa-se, com exceção dos casos de 90% de armazenamento inicial, onde os montantes totais são praticamente iguais, um nível de geração superior no caso de REE-B, o que indica uma possível sobre-estimação da geração hidráulica fio d'água na utilização de REE por subsistemas de energia.

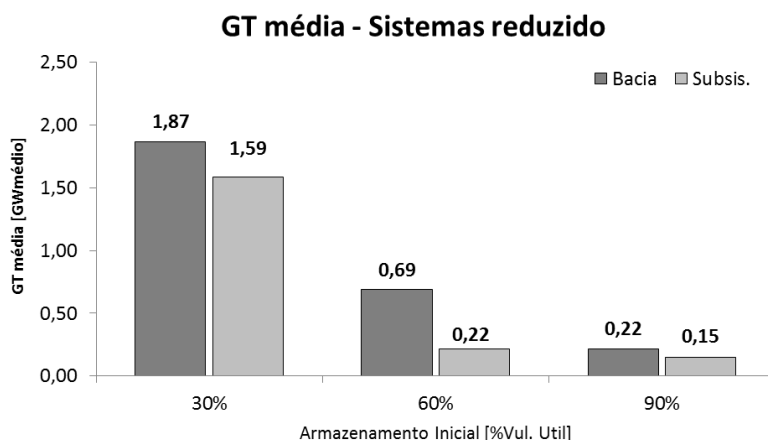


Figura 20 - Geração térmica média do período para o sistema reduzido

Em relação aos níveis de armazenamento ao final do horizonte de estudo, nas Figura 21 e Figura 22, vemos que, independente da condição inicial, ambas as metodologias atingem níveis muito próximos. Isso ocorre devido às restrições, e respectivas penalidades, de níveis meta de armazenamento ao final do último estágio, implementadas com o objetivo de impedir o deplecionamento excessivo dos reservatórios ao final do horizonte de estudo.

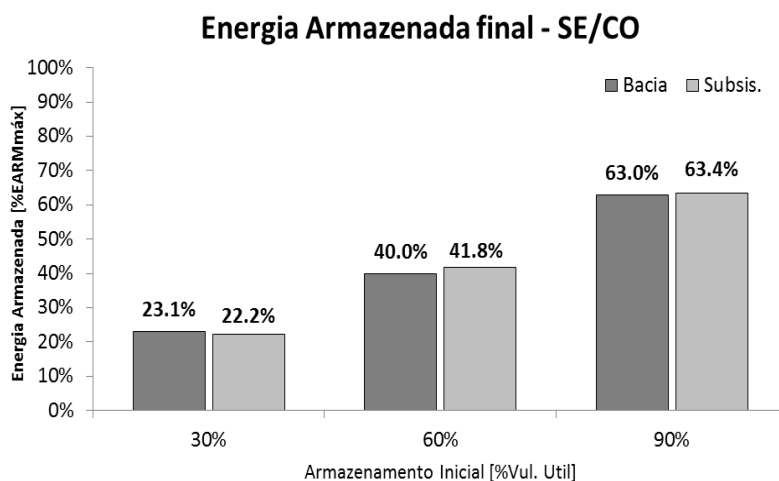


Figura 21 - Energia armazenado ao final do período para o subsistema SE/CO

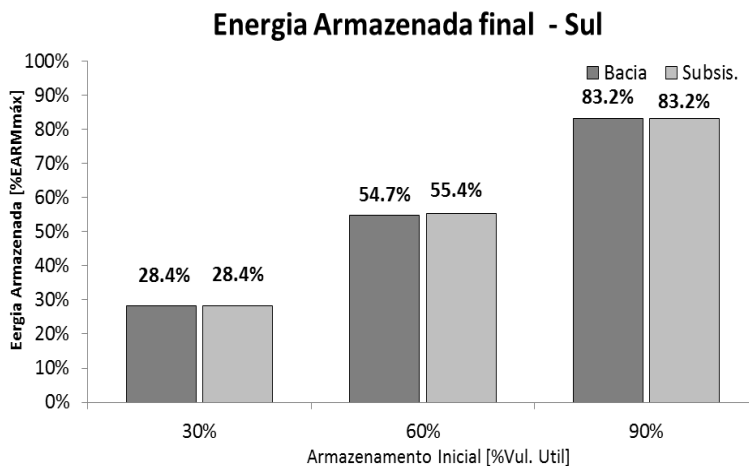


Figura 22 - Energia armazenado ao final do período para o subsistema Sul

No que se refere aos custos totais médios de operação, Figura 23, vemos claramente uma operação mais otimista da metodologia de REE por subsistemas de energia, ou seja uma expectativa de atendimento do mesmo mercado atingindo níveis de armazenamento semelhantes ao final do horizonte com um preço total de operação inferior, assim

como observado nos casos anteriores. Estas diferenças são mais significativas a medida que as condições iniciais se tornam mais críticas.

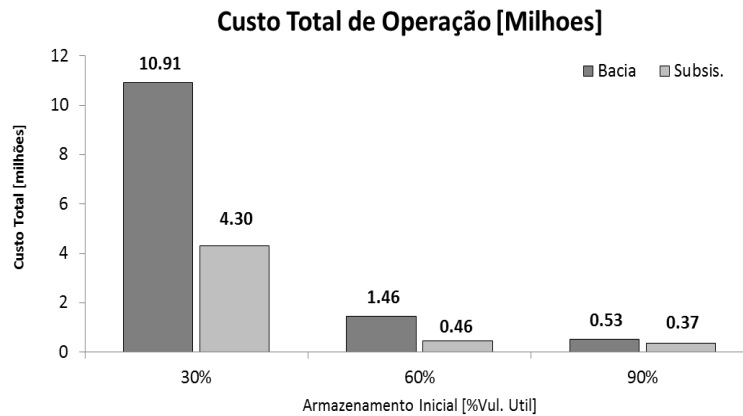


Figura 23 - Custo total médio de operação para o sistema reduzido durante o horizonte de estudo de estudo.

Os resultados mostram que frente a condições hidrológicas normalizadas, as políticas de operação sugeridas pelos modelos são muito próximas. Porém, em situações menos favoráveis, o maior detalhamento da configuração hidráulica permite aos REE-Bs maior precisão no processo de alocação dos recursos hídricos totais em parcelas controláveis e não controláveis, conseqüentemente, se tem uma estimativa mais precisa dos potenciais disponíveis e suas respectivas localizações, permitindo que o modelo enxergue condições de suprimento mais realistas, e indique políticas de operação mais seguras.

## Capítulo 6

### Conclusões

O planejamento de médio prazo do Sistema Elétrico Brasileiro, caracteriza-se como um problema de otimização estocástico de grande porte, com acoplamento espacial e temporal. Coordenado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), ele tem o objetivo de definir metas de geração mensal para cada aproveitamento hidráulico e térmico que garantam os critérios de suprimento ao menor custo no horizonte de cinco anos.

A elevada complexidade do problema aliada às enormes proporções físicas no sistema elétrico brasileiro faz com que, para a solução do problema, sejam necessárias algumas simplificações na representação do sistema.

Uma delas é a representação dos potenciais hidrelétricos em REEs, com o intuito de reduzir as dimensões do problema, agrupa-se as UHEs geralmente pertencentes a uma região específicas em grandes REEs que buscam refletir as características das usinas que os formam (potencial de geração, capacidade de armazenamento, entre outras) e seus subsequentes comportamentos ao longo do horizonte de estudo.

Este trabalho avaliou dois modelos, que buscam, baseados no algoritmo da PDDE, resolver o problema de planejamento hidrotérmico de médio prazo utilizando diferentes configurações de REE, por subsistemas de energias (como é feito oficialmente hoje) e por bacias hidrográficas (REE-B).

Fica claro, com base nos resultados obtidos, que em condições normais de armazenamento os modelos indicam políticas de operação muito similares, enquanto que, quando confrontados frente a condições hidrológicas desfavoráveis, o modelo de REE por subsistema de energia, indica uma operação mais otimista, atendendo o mesmo mercado a custos menores.

Mesmo necessitando de testes adicionais para conseguirmos ter mais clareza do comportamento do modelo de REE-Bs, podemos observar que sua operação, mais restritiva em condições extremas, consequência da representação mais detalhada das características hidráulicas de cada REE (ENA, Energia Controlável, Energia Fio d'água e Vertimentos),

faz com que sua operação seja mais conservadora e possivelmente mais assertiva em relação aos custos, níveis dos reservatórios e despacho térmico necessários para assegurar o suprimento de energia no decorrer do horizonte de estudo. Uma ferramenta de planejamento e uma consequente operação mais precisa poderia evitar, por exemplo, a necessidade de despachos térmicos extras (não indicados pelo modelo) para garantir a segurança de suprimento do Sistema Elétrico Nacional.

Apesar do problema real ser uma função de diversos parâmetros estocásticos (comportamento da demanda do sistema, séries de ventos para a geração eólica, preços dos combustíveis, entre outros) por motivos também de simplificação, atualmente no modelo oficial, e por hora, no modelo apresentado neste trabalho, foi também considerado a estocacidade apenas das vazões afluentes aos REEs.

No decorrer deste trabalho, todos os estudos de caso foram simulados com a utilização da mesma metodologia de geração de séries sintéticas de vazões naturais afluentes, o DLM. Apesar de não ter sido foco principal deste trabalho, baseado na literatura (LIMA, 2011), o mesmo traz consideráveis ganhos de previsibilidade e reprodução das características hídricas dos REEs, uma vez que torna possível a modelagem de características próprias de cada bacia hidrográfica e demais fatores correlacionados às vazões de cada uma delas. Ele possui características dinâmicas, o que possibilita sua aplicação às séries não estacionárias e gera séries sintéticas de vazões naturais afluentes, e não energias naturais afluentes, como é feito atualmente pelo modelo PAR(p), desacoplando os modelos de geração de séries sintéticas da configuração do parque gerador e suas respectivas alterações.

## **6.1 Sugestões para Futuros Trabalhos**

Como sugestões de trabalhos futuros, reitera-se a necessidade do constante aperfeiçoamento das metodologias utilizadas no planejamento energético de longo, médio e curto prazo, uma vez que se trata do interesse mútuo de toda a humanidade otimizar o aproveitamento dos recursos naturais disponíveis, com o objetivo de garantir os critérios desejáveis de suprimento de energia ao menor custo econômico e ambiental possível.

Testes e evoluções do modelo proposto neste trabalho poderão servir de base para futuros desenvolvimentos com o objetivo de mapear e conhecer o comportamento do mesmo frente a diferentes condições de afluições e configurações da matriz energética

nacional. Pretende-se estender o modelo computacional desenvolvido ao sistema elétrico nacional, deixando-o apto para avaliação de cenários reais atuais.

Como evoluções metodológicas no modelo PROTEN, sugere-se em médio prazo, a implementação de técnicas de aversão ao risco, Conditional Value At Risk (CVaR), a modelagem de outras variáveis estocásticas, como as séries de vento e a demanda do sistema, e a implementação do modelo com representação de usinas individualizadas.



## Referências Bibliográficas

Arvanitidis, N. & Rosing, J., 1970a. Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. PAS-89:319-326.

Arvanitidis, N. & Rosing, J., 1970b. Optimal operation of multireservoir systems using a composite representation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. PAS-89:327-335.

Bellman, R. E., 1957. *Dynamic Programming*. s.l.:Princeton University Press.

BENDER, M. & SIMONOVIC, S., 1994. Time-Series Modeling for Long-Range Stream-Flow Forecasting. *Journal of Water Resources Planning and Management*, pp. 120:857-870.

BENDERS, J. F., 1962. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik*, pp. 4:238-252.

Bertsekas, D., 2005. *Dynamic Programming and Optimal Control, Volume 1 and 2*. s.l.:Athena Scientific, Belmont, Massachusetts, 3rd edition.

Birge, J., 1985. Decomposition and partitioning methods for multistage stochastic linear programs. *Operations Research*, pp. 33:989-1007.

Box, G. E. P. & Jenkins, G. M., 1976. *Time Series analysis: Forecasting and control*. s.l.:San Francisco: Holden-Day, second edition,.

CEPEL, C. d. P. d. E. E., 2011. *Manual de Referência – Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro: CEPEL.

Chen, Z. L. & Powell, W. B., 1999. Convergent cutting-plane and partial-sampling algorithm for multistage stochastic linear programs with recourse. *Journal of Optimization Theory and Applications*, pp. 102(3):497-524.

Collisschonn, W., Allasia, D., Silva, d. B. C. & Tucci, . C. E. M., 2007. The MGB-IPH model for large-scal rainfall-runoff modelling. *Hydro-logical Sciences Journal*, pp. 52(5):878-895.

Da Cruz Jr., G. & Soares, S., 1999. General Composite Representation of Hydroelectric Systems. *PICA IEEE International Conference*, pp. 177-182.

Dias, B. H. et al., 2010. Stochastic Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Power Systems Operation Planning Based on the Convex Hull Algorithm. *Hindawi Publishing Corporation Mathematical Problems in Engineering*.

- Donohue, C. J. & Birge, J. R., 2006. The abridged nested decomposition method for multistage stochastic linear programs with relatively complete recourse. *Algorithmic Operations Research*, pp. 1:20-30
- FILHO, J. M. d. A., 2000. *Imperativos da Centralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio. Dissertação de Mestrado.
- Hipel, K. W. & McLeod, A. I., 1994. *Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems*. s.l.: Elsevier.
- Homem-de-Mello, T., de Matos, V. L. & Finardi, E. C., 2011. Sampling strategies and stopping criteria for stochastic dual dynamic programming: a case study in long-term hydrothermal scheduling. *Energy Systems*, pp. 2:1-31.
- HUNT, S., 1997. *Competition and Choice in Electricity*. s.l.:John Wiley & Sons Ltd..
- INFANGER, G. & MORTON, D. P., 1996. Cut sharing for multistage stochastic linear programs with interstage dependency. *Mathematical Programming* 75, pp. 241-256.
- Kalman, R. E., 1960. A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems. *Transactions of the ASME—Journal of Basic Engineering*, pp. 35-45.
- Klingerman, A., 1992. *Operação ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*. s.l.:Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado..
- LIMA, 2011. *Modeling and Forecast of Brazilian Reservoir Inflows via Dynamic Linear Models under Climate Change Scenarios*. s.l.:s.n.
- LIMA, J. W. M., 2011. *Economia do Setor Eletro-Energético*. s.l.:s.n.
- Lima, L. M., Popova, E. & Damien, P., 2013. Modeling and Forecasting of Brazilian Reservoir Inflows via Dynamic Linear. *International Journal of Forecasting*.
- Linowsky, K. & Philpott, A. B., 2005. On the convergence of sampling-based decomposition algorithms for multi-stage stochastic programs. *Journal of Optimization Theory and Applications*, pp. 125:349-366.
- Maceira, M. et al., 2008. *PSCC Glasgow*.
- Maceira, M. E. P. & Damazio, J., 2006. Use of the PAR(p) model in the stochastic dual dynamic programming optimization scheme used in the operation planning of the Brazilian hydropower system. *Probability in the Engineering and Informational Sciences*, pp. 20:143-156.
- Maceira, M. & Mercio, C., 1997. *Stochastic Sreamflow Model for Hydroelectric Systems*. Vancouver: s.n.

- Maceira, M. et al., 1998. Energy evaluation of the north/northeastern and south/southeastern interconnection with NEWAVE model. *SEPOPE* Salvador Brazil.
- Maceira, M. et al., 2002. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system. *PSCC* Sevilla, pp. 1-7.
- Maghsoodlou, F., Masiello, R. & Ray, T., 2004. Energy management systems. *Power and Energy Magazine, IEEE*, Sept.-Oct., 2(5), pp. 49-57.
- Marcato, A., 2002. *Representação híbrida de sistemas equivalentes e individualizados para o planejamento da operação de médio prazo de sistemas de potência de grande porte*. s.l.:Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Matos, V. L. d., 2008. *Análise Comparativa Entre as Modelagens de Reservatório Equivalente de Energia Agregado por Subsistema e por Cascata no Problema do Planejamento Anual da Operação Energética*. s.l.:Universidade federal de Santa Catarina. Dissertação de Mestrado.
- Matos, V., Finardi, E. C. & Silva, E. L., 2008. Comparison between the Energy Equivalent Reservoir per Subsystem and per Cascade in the Long-Term Operational Planning in Brazil. *International Conference on Engineering Optimization*, 01 - 05 Junho.
- MME, M. d. M. e E. B., 2015. *Balanco Energético Nacional 2015*, Brasília: s.n.
- Mondal, M. S. & Wasimi, S. A., 2006. Generating and forecasting monthly flows of the Ganges river with PAR model. *Journal of Hydrology*, pp. 323:41-56.
- Moradkhani, et al., 2004. Improved streamflow forecasting using self-organizing radial basis function artificial neural networks. *Journal of Hydrology*, pp. 295:246-262.
- Nash, J. E. & Sutcliffe, J. V., 1970. River inflow forecasting through conceptual models. Part I - a discussion on principles. *Journal of Hydrology*, pp. 10:282-290.
- NOAKES, D., MCLEODOD, A. I. & HIPEL, K. W., 1985. Forecasting monthly riverflow time series. *International Journal of Forecasting*, pp. 1:179-190.
- OLIVEIRA, L. C., 2010. *Nova Abordagem para a Geração de Cenários de Afluências no Planejamento da Função Energética de Médio Prazo*. s.l.:Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado.
- Pereira, M., 1989. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, pp. 11:161-169.
- Pereira, M. & Pinto, L., 1991. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, pp. 52:359-375.

- Pereira, M. V. F. & Pinto, L. M. V. G., 1985. Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. *Water Resources Research*, Junho, pp. 779-792.
- Philpott, A. B. & Guan, Z., 2008. On the convergence of stochastic dual dynamic programming and related methods. *Operations Research Letters*, pp. 36:450-455.
- Queiroz, A. R. d., 2011. *A Sampling-based Decomposition Algorithm with Application to Hydrothermal Scheduling: Cut Formation and Solution Quality*. s.l.:The University Of Texas At Austin. Tese de Doutorado..
- Queiroz, A. R. d. & MORTON, D. P., 2013. *Operations Research Letters* 41, pp. 311-316.
- Rebennack, S., 2010. *A unified and scenario tree framework for multi-stage stochastic optimization: an application to emission-constrained hydro-thermal scheduling*. Florida: University of Florida. Tese de Doutorado.
- Solomatine, D. P., 2002. Data-driven modelling: paradigm, methods, experiences. *Proc. 5th Int. Conference on Hydroinformatics*, pp. 757-763.
- Terry, L., 1980. Modelo a sistema equivalente - descricao geral. *Technical report, Centro de Pesquisas de Energia Eletrica*.
- Van Slyke, R. M. & Wets, R. J.-B., 1969. L-shaped linear programs with applications to optimal control and stochastic programming. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, pp. 17:638-663.
- Velasquez, J., Restrepo, P. J. & Campo, R., 1999. Dual dynamic programming: A note on implementation. *Water Resources Research*, pp. 35:2269-2271.
- Wang, W., 2006. *Stochasticity, nonlinearity and forecasting of streamflow processes*. s.l.:IOS Press.
- West, M. & Harrison, J., 1997. *Bayesian Forecasting and Dynamic Models*. s.l.:Springer.

## Anexo I

No anexo serão apresentados algumas características físicas construtivas, das UHEs, assim como, a formulação utilizada no cálculo dos parâmetros hidráulicos do sistema equivalente agregado por REEs, geração térmica e demanda, utilizados neste trabalho.

### A.1 Características construtivas de cada UHE

#### a. Altura de queda do reservatório

Um dos mais importantes parâmetros para um reservatório é a sua altura de queda, que representa a diferença de altura entre o nível superior do reservatório e o nível de descarga, observe que para o problema de despacho hidrotérmico de médio prazo os níveis de descarga das usinas são considerados constantes. Dada à forma física de um reservatório, cada volume específico de armazenamento corresponde a uma altura específica do reservatório. De tal forma que, cada reservatório possui seu próprio polinômio que descreve a relação entre volume e altura. A altura específica ( $H_r$ ) do reservatório  $r$  é calculada numericamente integrando de  $\underline{V}_r$  até  $\overline{V}_r$  a altura com relação ao volume. É assumido que os valores das diferentes alturas de queda são dados para cada reservatório em [m].

Existem quatro principais valores de altura de queda de interesse: mínimo, médio, máximo e equivalente. As alturas de queda mínima ( $H_{\min,r}$ ) e máxima ( $H_{\max,r}$ ) correspondem respectivamente aos volumes mínimo e máximo de armazenamento no reservatório “ $r$ ”. A altura média de queda ( $H_{\text{med},r}$ ) corresponde a 50% da diferença entre os volumes mínimo e máximo. E a altura de queda equivalente ( $H_{\text{eq},r}$ ) corresponde à altura referente a 65% do volume útil do reservatório, ou seja, 65% da diferença entre os volumes mínimo e máximo de cada reservatório. Para usinas a fio d’água, existe apenas a altura de queda útil  $h$  em [m].

#### b. Potência instalada da usina hidráulica

Uma usina hidráulica tipicamente consiste de múltiplos grupos de geradores de energia e a potência instalada representa a soma das potências de cada grupo de máquinas.

O conjunto Equações (A.1) apresenta o cálculo deste parâmetro. Se a usina hidráulica for a fio d'água, deve-se substituir  $H_{\max,i}$ ,  $H_{\text{med},i}$  e  $H_{\min,i}$  por  $h_i$ . Este parâmetro é usado como dados para computação da geração hidráulica máxima que é apresentada mais à frente.

$$P_{\max,r} = \sum_{j \in C_r} n_{r,j} P_{r,j}^N \min \left( 1, \left( \frac{H_{\max,r}}{Q_{r,j}^N} \right)^{\varphi_r} \right) \quad (\text{A.1})$$

$$P_{\text{med},r} = \sum_{j \in C_r} n_{r,j} P_{r,j}^N \min \left( 1, \left( \frac{H_{\text{med},r}}{Q_{r,j}^N} \right)^{\varphi_r} \right)$$

$$P_{\min,r} = \sum_{j \in C_r} n_{r,j} P_{r,j}^N \min \left( 1, \left( \frac{H_{\min,r}}{Q_{r,j}^N} \right)^{\varphi_r} \right)$$

Onde:

$P_{\max,r}$  Potência instalada da usina r para o armazenamento máximo [MW];

$P_{\text{med},r}$  Potência instalada da usina r para o armazenamento médio [MW];

$P_{\min,r}$  Potência instalada da usina r para o armazenamento mínimo [MW];

$P_{r,j}^N$  Potência nominal do grupo de máquinas j's [MW];

$Q_{r,j}^N$  Altura de queda nominal do grupo de máquinas j's [m];

$C_r$  Conjunto de grupos de máquina para a usina r;

$n_{r,j}$  Número de geradores no grupo de máquinas j;

$\varphi_r$  Constante associada com a turbina da usina r's.

Se a altura de queda do reservatório for igual à altura de queda nominal do grupo de máquinas j, então a quantidade de energia que o grupo de máquinas pode produzir será igual a potência nominal do grupo de máquinas. Neste caso, o termo  $\min \left( 1, \left( \frac{H_{\min,r}}{Q_{r,j}^N} \right)^{\varphi_r} \right)$  será 1, caso contrário, dependendo da altura de queda do reservatório, o valor pode ser menor que 1 e a potência que pode ser produzida pelo grupo de máquinas será menor que sua potência nominal.

### c. Produtibilidade

Outro importante parâmetro para a geração hidráulica é sua produtibilidade ( $\rho_r$ ). A produtibilidade de uma usina hidráulica representa a eficiência da usina para transformar água em energia. Este parâmetro é dado em  $[\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}/\text{m}]$ . Este parâmetro pode ser usado para computar os parâmetros de energia associados para cada reservatório equivalente citado adiante.

#### **d. Área de superfície do reservatório**

A área de superfície do reservatório é usada para computar a quantidade de água que evapora durante cada período. Similar ao polinômio de relação altura-volume, cada reservatório também tem polinômios que caracterizam sua área de superfície em função da sua altura. Existem diferentes valores de áreas de superfície de interesse: mínimo, médio e máximo. Não é de interesse computar diferentes áreas de superfície. É assumido que os diferentes valores de área de superfície são dados para cada reservatório em  $[\text{km}^2]$ .

### **A.2 Parâmetros do Sistema Equivalente**

Geralmente, durante um longo horizonte de planejamento, a configuração das usinas hidráulicas muda. Novos geradores podem ser disponibilizados para produzir eletricidade no futuro, o número de geradores/turbina de uma específica usina pode crescer ou até mesmo um novo reservatório pode ser formado e enchido em um dado tempo. Cada mudança resulta na criação de uma diferente configuração do sistema.

Três estados de uma usina hidráulica permitem caracterizar a diferenciação na configuração do sistema:

- **Estado I - Enchimento do volume mínimo do reservatório:** Este é o estado antes da usina ser construída. Neste estado, a usina não pode gerar eletricidade, a produtibilidade é admitida zero e o reservatório não pode ser usado pelo sistema.
- **Estado II - Usina hidráulica operando com um número de máquinas menor do que o especificado:** Neste estado, o reservatório está disponível para ser operado, mas somente um limitado subconjunto de geradores/turbinas pode ser usado para produzir eletricidade. A produtibilidade da usina é admitida zero.
- **Estado III - Operação normal do reservatório:** O reservatório da usina hidráulica é disponibilizado para ser usado e o número de máquinas em operação é igual ao número especificado como número de unidades de base. A produtibilidade é atribuída para o seu valor normal e a usina pode produzir eletricidade.

Se uma usina estiver no estado I durante o período de tempo  $t$  e for para o estado II ou III no período de tempo  $t+1$  (ou do estado II para o III) têm-se duas diferentes configurações do sistema. Se existirem, também, mudanças na capacidade de geração hidráulica, de um período para outro, devido a mudanças dos níveis de descarga de água, configurará uma diferente configuração do sistema.

É possível definir a configuração do sistema como um conjunto de gerações hidráulicas, cada uma operando de acordo com certo estado, em um dado período de tempo “ $t$ ”. É muito importante definir cada uma das configurações diferentes durante cada período de tempo do horizonte de planejamento, pois elas têm forte influência na computação dos principais parâmetros do reservatório equivalente. Para cada diferente configuração é necessário recalculá-los os parâmetros que serão explicados a seguir.

#### **a. Energia armazenável máxima**

A energia armazenável máxima ou energia potencial de um reservatório equivalente é calculada como a energia que seria obtida pelo esvaziamento completo dos reservatórios daquela região. Em ordem para estabelecer a energia potencial de uma região é necessário adotar uma política operacional de esvaziamento do reservatório. Em (Da Cruz Jr. & Soares, 1999) é apresentada uma política operacional não-linear que pode priorizar armazenamento a montante ou a jusante na cascata. Neste trabalho é adotada a política operacional linear, apresentada em (CEPEL, 2011). Esta política requer que todos os reservatórios dentro de uma representação a reservatórios equivalentes tenham que operar com a mesma porcentagem da capacidade de armazenamento.

É possível obter a energia armazenável máxima pela soma dos volumes úteis de cada reservatório, multiplicada por suas produtibilidades equivalentes somadas às produtibilidades de todas as usinas hidrelétricas a jusante deste reservatório. A intuição atrás deste cálculo é que a água usada para produzir eletricidade em um determinado gerador hidráulico estará disponível na cascata para que os outros geradores a jusante também produzam eletricidade. É possível obter a energia armazenável máxima de um reservatório equivalente por:

$$EA_{\max} = \frac{1}{v} \sum_{r \in R} (\bar{V}_r - \underline{V}_r) \sum_{j \in D_r} \rho_j H_j \quad (\text{A.2})$$

Onde:



$EA_{\max}$	Energia armazenável máxima do reservatório equivalente [MWmês];
$v$	Constante para transformar $[m^3/s]$ em $[hm^3/mês]$ para período $t$ . É função do número de dias em um mês particular;
$\rho_j$	Produtividade do grupo turbina/gerador da usina hidráulica $j$ [MW/ $m^3/s/m$ ];
$H_j$	Altura equivalente ( $H_{eq,j}$ ) se a usina hidráulica $j$ tiver um reservatório ou altura líquida $h_j$ se $j$ for usina a fio d'água [m];
$R$	Conjunto de reservatórios do sistema equivalente;
$D_j$	Conjunto de usinas a jusante do reservatório $r$ inclusive.

A máxima energia armazenável depende da configuração do sistema hidroelétrico. Se uma nova usina hidráulica inicia sua operação no futuro, a máxima energia armazenável deve ser recalculada para o período.

### b. Energia controlável

A energia controlável representa a quantidade de energia que pode ser armazenada ou usada para atender a demanda. É calculada para cada período de tempo do horizonte de planejamento por:

$$EC^t = \sum_{r \in R} Q_r^t \left( \rho_r H_{eq,r} + \sum_{j \in DR_r} \rho_r h_j \right) \quad (A.3)$$

Onde:

$EC^t$	Energia controlável útil para o reservatório equivalente no período de tempo $t$ [MW-mês];
$Q_r^t$	Afluência natural ao reservatório $r$ no período de tempo $t$ [ $(m^3/s)$ -mês];
$h_j$	Altura de queda líquida da usina a fio d'água $j$ ;
$DR_r$	Conjunto de usinas a fio d'água a jusante da usina hidrelétrica $r$ até o próximo reservatório.

### c. Energia não-controlável (a fio d'água)

A energia não-controlável é a quantidade de energia produzida pelas usinas hidrelétricas a fio d'água em um reservatório equivalente. Parte desta quantidade é contabilizada pelos reservatórios a montante destas usinas, e por causa disso, para o cálculo da

energia não-controlável é usada a afluência incremental dessas usinas. A afluência incremental é obtida da afluência natural descontada da afluência natural dos reservatórios imediatamente a montante da usina hidrelétrica. A energia não-controlável pode ser obtida pela multiplicação da produtividade e da queda líquida da usina pela afluência incremental da mesma. Como mostrado a seguir:

$$EU^t = \sum_{j \in RR} \left( Q_j^t - \sum_{u \in U_j} Q_u^t \right) \rho_j h_j \quad (A.4)$$

Onde:

- $EU^t$  Energia não-controlável útil para o reservatório equivalente no período de tempo  $t$  [MW-mês];
- $RR$  Conjunto de usinas a fio d'água no reservatório equivalente;
- $U_j$  Conjunto de reservatórios imediatamente a montante da usina a fio d'água  $j$ ;

#### d. Energia natural afluyente

A energia natural afluyente é a soma da energia controlável e da energia não-controlável de um reservatório equivalente. É possível computar a energia natural afluyente por:

$$EN^t = EC^t + EU^t \quad (A.5)$$

Onde:

- $EN^t$  Energia natural afluyente do reservatório equivalente no período de tempo  $t$  [MW-mês].

Em CEPEL (2011) a energia natural afluyente é modelada como o parâmetro randômico para o problema de otimização, ou seja, é criado um modelo para previsão de afluências de energia em vez de água. Usando as séries históricas das afluências naturais de água, as séries históricas de afluência de energia são computadas, usando a equação acima, e então usadas para calcular parâmetros dos modelos de séries estocásticas temporais. Em decorrência deste processo, não é explicitado a quota de energia controlável e não-controlável que compõe a energia natural afluyente de cada estágio. Para superar este problema, cria-se uma função não linear que mapeia a porcentagem de energia controlável na energia natural afluyente baseada em dados históricos disponíveis.

### e. Energia de vazão mínima

A energia de vazão mínima representa a quantidade de energia produzida pelos requisitos de vazão de água mínima do conjunto de reservatórios que compõe o reservatório equivalente. A energia de vazão mínima não depende da afluência natural de água; ao contrário, depende exclusivamente da configuração do sistema hidrelétrico durante o período.

São calculados três valores diferentes de energia de vazão mínima correspondentes a três diferentes valores de altura dos reservatórios. Os cálculos são dados por:

$$\begin{aligned} EM_{\max}^t &= \sum_{r \in R} \underline{Q}_r^t \left( \rho_r H_{\max,r} + \sum_{j \in DR_r} \rho_j h_j \right) \\ EM_{\text{med}}^t &= \sum_{r \in R} \underline{Q}_r^t \left( \rho_r H_{\text{med},r} + \sum_{j \in DR_r} \rho_j h_j \right) \\ EM_{\min}^t &= \sum_{r \in R} \underline{Q}_r^t \left( \rho_r H_{\min,r} + \sum_{j \in DR_r} \rho_j h_j \right) \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

Onde,  $EM_{\max}^t$ ,  $EM_{\text{med}}^t$  e  $EM_{\min}^t$  representam a energia de vazão mínima considerando respectivamente a altura de queda máxima, a altura correspondente a um armazenamento de metade do volume útil e a altura correspondente ao nível mínimo operativo do reservatório no período de tempo  $t$  em [MW-mês].

É construída uma função para representar a energia de vazão mínima como função da energia armazenada,  $EM^t(EA)$ . Este tipo de energia é não-controlável, o que significa dizer que se ela não for usada em um período de tempo partícula  $t$ , não é possível armazená-la para um dado período de tempo futuro.

### f. Geração hidráulica máxima

A geração hidráulica máxima disponível para ser utilizada por um reservatório equivalente tem que levar em conta as mudanças de energia armazenada durante o processo operacional. Quanto menor o armazenamento, menor a altura de queda e consequentemente, menor a potência instalada de cada usina.

Para cada período de tempo (quando ocorre alguma mudança de configuração do sistema hidroelétrico) são calculados três valores para a geração hidráulica máxima. Correspondentes ao máximo, médio e mínimo nível de armazenamento do reservatório. Estes valores são computados por:

$$\begin{aligned} GH_{\max}^t &= \sum_{r \in \text{RU}} (1 - \lambda_{C,r}^t)(1 - \lambda_{P,r}^t)P_{\max,r} \\ GH_{\text{med}}^t &= \sum_{r \in \text{RU}} (1 - \lambda_{C,r}^t)(1 - \lambda_{P,r}^t)P_{\text{med},r} \\ GH_{\min}^t &= \sum_{r \in \text{RU}} (1 - \lambda_{C,r}^t)(1 - \lambda_{P,r}^t)P_{\min,r} \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Onde:

$GH_{\max}^t$	Geração hidráulica máxima para o tempo t considerando a energia armazenável máxima [MW-mês];
$GH_{\text{med}}^t$	Geração hidráulica máxima para o tempo t considerando a energia armazenável média [MW-mês];
$GH_{\min}^t$	Geração hidráulica máxima para o tempo t considerando a energia armazenável mínima [MW-mês];
$\lambda_{C,r}^t$	Taxa de manutenção corretiva da usina hidráulica r no tempo t ( $0 \leq \lambda_{C,r}^t \leq 1$ );
$\lambda_{P,r}^t$	Taxa de manutenção preventiva da usina hidráulica r no tempo t ( $0 \leq \lambda_{P,r}^t \leq 1$ );

$P_{\max,r}$ ,  $P_{\text{med},r}$  e  $P_{\min,r}$  são as potência de saída da usina hidráulica sob máximo, médio e mínimo armazenamento. Então, define-se uma função para representar a geração hidráulica máxima em função da energia armazenada,  $GH^t(\text{EA})$ .

#### g. Perdas por energia evaporada

As perdas por evaporação representam a quantidade de energia perdida por um reservatório equivalente devido à evaporação da água no período de tempo t. Cada reservatório tem um diferente coeficiente de evaporação (de acordo com sua região). Este coeficiente é influenciado por cada estação do ano e pode até mesmo ser diferente para cada mês do ano.

É possível calcular as perdas devido à evaporação de água para o reservatório equivalente usando:

$$\begin{aligned} EV_{\max}^t &= \frac{1}{10^3 v} \sum_{r \in R} \text{evp}_r^t A_{\max,r}^t \sum_{j \in D_r} \rho_r H_{\max,j} \\ EV_{\text{med}}^t &= \frac{1}{10^3 v} \sum_{r \in R} \text{evp}_r^t A_{\text{med},r}^t \sum_{j \in D_r} \rho_r H_{\text{med},j} \\ EV_{\min}^t &= \frac{1}{10^3 v} \sum_{r \in R} \text{evp}_r^t A_{\min,r}^t \sum_{j \in D_r} \rho_r H_{\min,j} \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

Onde:

- $EV_{\max}^t$  Perdas por energia evaporada máxima no período t [MW-mês];
- $EV_{\text{med}}^t$  Perdas por energia evaporada média no período t [MW-mês];
- $EV_{\min}^t$  Perdas por energia evaporada mínima no período t [MW-mês];
- $\text{evp}_r^t$  Coeficiente de evaporação do reservatório r no período t [mm];
- $A_{\max,r}^t$  Área de superfície máxima do reservatório r no período t [km<sup>2</sup>];
- $A_{\text{med},r}^t$  Área de superfície média do reservatório r no período t [km<sup>2</sup>];
- $A_{\min,r}^t$  Área de superfície mínima do reservatório r no período t [km<sup>2</sup>].

É importante mencionar que as diferentes áreas de superfície correspondem a diferentes níveis de armazenamento. Também, se uma usina hidráulica a jusante j for uma usina a fio d'água é substituído  $H_{\max,j}$  e  $H_{\min,j}$  por  $h_j$ . Uma função, também, é construída para representar as perdas de energia por evaporação como uma função da energia armazenada  $EV^t(\text{EA})$ .

#### **h. Perdas de energia para enchimento dos volumes mínimos de reservatórios**

Devido a adição de novos reservatórios e/ou usinas hidráulicas no sistema no sistema de potência, novos geradores hidráulicos irão começar a operar em um período de tempo particular. Depois de uma nova usina hidráulica ser construída, é necessário encher o volume mínimo do reservatório para poder operar o sistema (enchimento de volume morto). A água que é usada para encher o reservatório representa uma perda para a cascata, pois este volume não poderá mais ser usado para produzir eletricidade nas usinas hidráulicas a jusante. Estas perdas são denominadas de perdas de energia para o enchimento dos volumes mínimos de reservatórios.

As perdas de energia devido ao enchimento dos volumes mínimos dos reservatórios não dependem da afluência natural da água. Dependem somente da configuração do sistema hidroelétrico. A perda de energia pode ser computadas por:

$$EL^t = \frac{1}{v} \sum_{r \in R_M} \frac{V_r}{\Delta t_r} \sum_{j \in D_r^*} \rho_j H_j \quad (A.9)$$

Onde:

$EL^t$	Perdas de energia para enchimento dos volumes dos reservatórios no período t [MW-mês];
$\Delta t_r$	Número de períodos de tempo que o reservatório r leva para encher o volume mínimo;
$R_M$	Conjunto de reservatórios que devem ter seu volume mínimo enchido;
$D_r^*$	Conjunto de usinas hidráulicas a jusante do reservatório r (sem i);

Se a usina hidráulica a jusante j tiver reservatório então  $H_j = H_{eq,j}$ , caso contrário  $H_j = h_j$  para uma usina a fio d'água.

### i. Perdas de energia por desvio de água

Perdas de energia devido ao desvio de água representa a quantidade de energia que poderia ter sido gerada com a quantidade de água desviada imediatamente a montante da usina hidrelétrica.

Geralmente é necessário desviar água a montante da usina hidrelétrica para atender a certa necessidade de áreas específicas. Por exemplo, ocasionalmente em áreas próximas de bacias hidrográficas, a água é necessária para agricultura e indústria. Quando se desvia a água do seu curso normal para algum propósito, isso representa perdas de energia para o reservatório equivalente. Essas perdas dependem da configuração do sistema hidroelétrico e dos volumes de águas sendo desviados.

Existem dois tipos de perdas por desvio de água, um corresponde ao desvio de água imediatamente a montante do reservatório, que é descontada da energia controlável. E outro tipo corresponde ao desvio de água imediatamente a montante de uma usina a fio d'água, que é descontada da energia não-controlável. É possível computar a parcela controlável dessas perdas usando:

$$EDC_{max}^t = \sum_{r \in R} Q_{D,r}^t \sum_{j \in D_r} \rho_j H_{max,j} + \sum_{r \in RR} Q_{D,r}^t \sum_{j \in D_{F,r}} \rho_j H_{max,j} \quad (A.45)$$

$$EDC_{med}^t = \sum_{r \in R} Q_{D,r}^t \sum_{j \in D_r} \rho_j H_{med,j} + \sum_{r \in RR} Q_{D,r}^t \sum_{j \in D_{F,r}} \rho_j H_{med,j}$$

$$EDC_{min}^t = \sum_{r \in R} Q_{D,r}^t \sum_{j \in D_r} \rho_j H_{min,j} + \sum_{r \in RR} Q_{D,r}^t \sum_{j \in D_{F,r}} \rho_j H_{min,j}$$

Onde:

$EDC_{max}^t$	Parcela controlável máxima de perdas de energia por desvio de água no período t [MW-mês];
$EDC_{med}^t$	Parcela controlável média de perdas de energia por desvio de água no período t [MW-mês];
$EDC_{min}^t$	parcela controlável mínima de perdas de energia por desvio de água no período t [MW-mês];
$Q_{D,r}^t$	Volume de água desviada imediatamente a montante da usina hidráulica r no período t [(m <sup>3</sup> /s)-mês];
$D_{F,r}$	Conjunto de usina hidráulicas a jusante (iniciando do primeiro reservatório) da usina a fio d'água r.

Se a usina hidráulica j for uma usina a fio d'água deve-se substituir  $H_{max,j}$ ,  $H_{med,j}$  e  $H_{min,j}$  por  $h_j$ . Uma função é ajustada para representar a parcela controlável de perdas de energia devido ao desvio de água como uma função da energia armazenada,  $EDC^t(EA)$ .

Já a porção não-controlável de perdas de energia devido ao desvio de água não depende do armazenamento. Isso torna mais fácil a sua computação do que para a parcela controlável. Essas perdas podem ser computadas por:

$$EDU^t = \sum_{r \in R} Q_{D,r}^t \sum_{j \in DR_r} \rho_j h_j \quad (A.46)$$

Onde:

$EDU^t$	Parcela não-controlável de perdas de energia devido ao desvio de água no período t [MW-mês].
---------	--

#### **j. Energia de usinas hidráulicas operando com menor número de máquinas (submotorizadas)**

Antes de uma nova usina hidráulica com reservatório entrar em operação, o reservatório deve ser cheio com certo volume mínimo de água. Depois de esse volume ter sido

alcançado, a nova usina hidráulica passará para o estado II (descrito anteriormente) e os grupos turbina/gerador serão instalados durante os períodos de tempo seguintes. Cada usina hidráulica é projetada com um diferente número de grupos e existe um número mínimo necessário de grupos operando para que a usina hidráulica esteja pronta para produzir energia.

Enquanto estiver no estado II o gerador pode produzir energia, mas esta energia não é contabilizada para os parâmetros de energia controlável e não-controlável do reservatório equivalente. Usualmente a quantidade de energia produzida por geradores hidráulicos no estado II é simplesmente descontada da demanda do sistema.

#### **k. Geração de Pequenas Usinas**

Usinas de pequeno porte como PCH's, por exemplo, não têm suas gerações consideradas para os cálculos dos montantes de energia controlável e não-controlável dos REEs. Esse montante de energia proveniente de pequenas centrais geradoras é diretamente descontado da demanda do sistema. À exemplo do que é feito com a energia de usinas submotorizadas.

### **A.3 Usinas de geração térmica**

Em contraste com as usinas hidráulicas que devem ser construídas em bacias hidrográficas, usinas de geração térmica tem a flexibilidade de se localizarem próximas aos centros de consumo, reduzindo perdas e custos. Uma usina térmica é uma geração de energia elétrica que usa combustível para transformar energia do calor em eletricidade. Os tipos mais comuns de combustível são: gás natural, carvão, óleo e nuclear.

Porém, existe um custo associado à produção de energia destas usinas, parte proporcional aos custos de combustível e outra parte envolvendo custos de operação e manutenção. Cada usina térmica tem sua própria função que relaciona energia produzida e custo. Usualmente esta função de custo é não-linear, mas para simplificar o problema de planejamento hidrotérmico, muitos modelos assumem que os custos térmicos são funções lineares da energia produzida. No modelo utilizado neste trabalho, é assumido, para cada usina térmica, um custo fixo de geração, onde  $c_g^t$  é a unidade de custo para produzir eletricidade pela usina térmica  $g$  durante o período  $t$ .



Cada usina de geração térmica é considerada uma variável de decisão, restringida pelos seus valores máximos e mínimos em cada período de tempo. Note que, estes valores são parâmetros fixados para o modelo de otimização.

A geração térmica máxima de uma usina  $g$ , em um dado período  $t$ , pode ser computado por:

$$\overline{GT}_g^t = \eta_g P_g^t (1 - \lambda_{C,g}^t) (1 - \lambda_{P,g}^t) \quad (\text{A.12})$$

Onde:

- $\overline{GT}_g^t$  Geração térmica máxima da usina  $g$  disponibilizada no período  $t$  [MW-mês];
- $\eta_g$  Eficiência da turbina/gerador da usina térmica  $g$ ;
- $P_g^t$  É a potência nominal da usina térmica  $g$  no período de tempo  $t$  [MW];
- $\lambda_{C,g}^t$  É a taxa de manutenção corretiva da usina térmica  $g$  no período  $t$ ;
- $\lambda_{P,g}^t$  É a taxa de manutenção preventiva da usina térmica  $g$  no período  $t$ .

Durante o horizonte de tempo do modelo de planejamento hidrotérmico, é possível ter expansão de geração devido a entrada de novas usinas térmicas no sistema. A expansão da geração térmica difere da geração hidráulica por não afetar as decisões operacionais de outra usina. Além da adição de novas usinas térmicas, turbinas/geradores podem ser modificados durante o horizonte de planejamento, o que implica numa flutuação da disponibilidade de geração térmica em tais períodos de tempo.

#### A.4 Demanda do Sistema Elétrico

Em relação a demanda de energia elétrica são considerados três níveis de carregamento do sistema: Pesado, Médio e Leve. Onde cada nível ocorre durante determinado período de tempo no dia. A Figura 24 representa o perfil de carregamento em relação à demanda média, e a duração de cada um desses níveis durante o período de um mês. Os montantes de demanda no SIN são computados por subsistemas, na unidade de [MWmês].

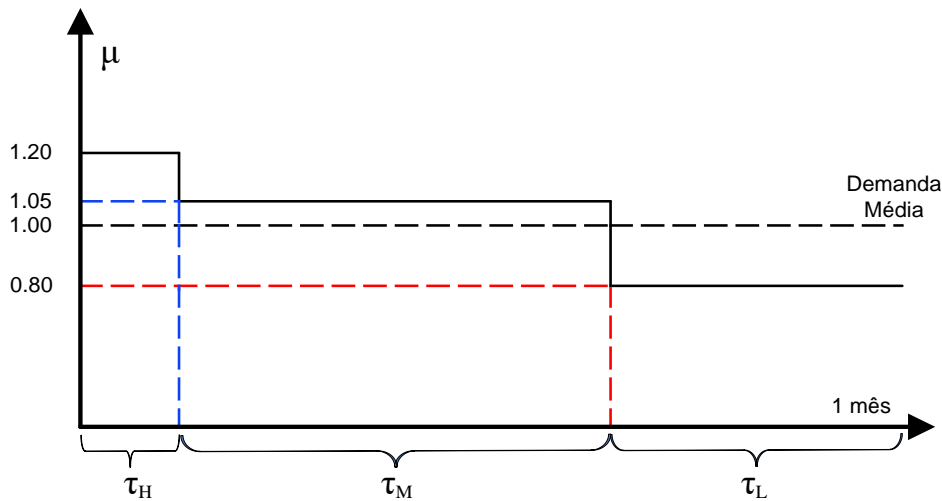


Figura 24 - Demanda em cada nível de carga

Fonte: Queiroz (2011).

Como mencionado anteriormente, em nossa modelagem de REE para o despacho hidrotérmico, são descontados da demanda total de cada REE alguns montantes de geração provenientes de determinadas fontes de energia, entre eles estão, por exemplo, a geração de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), a geração eólica e a geração de hidrelétricas operando em “Estado II”. Considere um conjunto de regiões “*i*” possuidoras de demanda e geração de energia elétrica. A demanda elétrica na região “*i*”, durante o período de tempo “*t*”, é dado por (QUEIROZ, 2011):

$$d_i^t = \left( \sum_{k \in K} D_i^t \mu_{i,k}^t \right) - \left[ gsh_i^t - \left( \sum_{g \in G_i} \frac{GT_g^t}{g} \right) - EF_i^t \right] \quad (\text{A.13})$$

Onde:

- $d_{i,k}^t$  Demanda da região *i*, no período *t* [MWmês];
- $D_i^t$  Demanda média da região *i*, no *t* [MWmês];
- $\mu_{i,k}^t$  Multiplicados de demanda da região *i*, sob carregamento *k*, no período *t*;
- $gsh_i^t$  Energia produzida por usinas não despacháveis na região *i*, no período *t* [MWmês];
- $\frac{GT_g^t}{g}$  Geração térmica mínima produzida pela usina *g*, no período *t* [MWmês];
- $EF_i^t$  Energia produzida por hidrelétricas operando em “Estado II” na região *i*, no período *t* [MWmês];

- $K$  Conjunto de todos os níveis de carregamento do sistema;
- $G_i$  Conjunto de todas as gerações térmicas pertencentes à região  $i$ .