RICARDO DE OLIVEIRA CAMARGO SCARCELLI

Programação Dinâmica Aplicada à Otimização Individualizada e Desacoplada das Usinas Hidrelétricas de Sistemas Hidrotérmicos

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

São Carlos

2012

Trata-se da versão original

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Atendimento ao Usuário do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

Scarcelli, Ricardo de Oliveira Camargo.

S285p Programação dinâmica aplicada à otimização individualizada e desacoplada das usinas hidrelétricas de sistemas hidrotérmicos. / Ricardo de Oliveira Camargo Scarcelli; orientador Adriano Alber de França Mendes Carneiro. São Carlos, 2012.

Dissertação – Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Ciências em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência)-- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Operação hidrotérmica de médio prazo. 2. Defluência caracterizada. 3. Programação não linear. 4. Programação dinâmica. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RICARDO DE OLIVEIRA CAMARGO SCARCELLI**.

Título da dissertação: "Programação dinâmica aplicada à otimização individualizada e desacoplada das usinas hidrelétricas de sistemas hidrotérmicos".

Data da defesa: 19/04/2012

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Dr. **Adriano Alber de França Mendes Carneiro (Orientador)** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO
Prof. Associado **Marinho Gomes Andrade Filho** (Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação/USP)	APROVADO
Profª. Drª. **Maíra Martins da Silva** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Paulo Cesar Lima Segantine**

Dedicatória

Aos meus pais e avós.

Agradecimento

Agradeço, em primeiro lugar, meus pais. Honra, força e trabalho foram os alicerces por eles dados a mim. Talvez um homem não necessite de mais nada para viver. Honra e força para superar os obstáculos da vida. Acima de tudo muito trabalho e esforço para justificar proventos e objetivos conquistados.

Ao meu pai, obrigado por me ensinar a desistir apenas quando todos já haverem tentado. A minha mãe, obrigado por me ensinar a levantar a cabeça e recomeçar. Aos meus avós, obrigado pela confiança em mim depositada. Agradeço os conselhos e conversas nos fins de tarde.

Agradeço ao professor Adriano Alber de França Mendes Carneiro pelas orientações e confiança em mim depositada.

Ao professor Marco Aurélio de Almeida Castro, da Universidade Federal de Juiz de Fora, pelo estímulo à realização da pós-graduação.

Aos professores Maíra Martins da Silva e Marinho Gomes de Andrade Filho, da Universidade de São Paulo e Secundino Soares Filho, da Universidade de Campinas, pelos ensinamentos e conhecimentos divididos.

Aos colegas da pós-graduação pela amizade. Aos amigos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica – LSEE, em especial à Lucas Rodrigues, Thaís Kempner e Etienne Biasotto, pelo companheirismo. Aos amigos do Laboratório de Coordenação da Operação Energética – COSE, em especial à Mônica Zambelli, pelas experiências divididas.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), Departamento de Engenharia Elétrica (SEL), Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) da Universidade de São Paulo (USP) pela infraestrutura.

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte financeiro.

"Quem não sente a ânsia de ser mais, não chegará a ser nada.".

(Miguel de Unamuno)

Sumário

SUMÁRIO ..... **I**

RESUMO ..... **III**

ABSTRACT ..... **V**

LISTA DE FIGURAS ..... **VII**

LISTA DE TABELAS ..... **IX**

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS ..... **XI**

CAPÍTULO 1 ..... **1**

INTRODUÇÃO **1**

1.1 - OBJETIVOS DO TRABALHO 4

1.2 – ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 5

CAPÍTULO 2 ..... **7**

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA **7**

2.1 – BREVE RESUMO DO HISTÓRICO BRASILEIRO 8

2.2 – USINAS TERMELÉTRICAS 10

2.3 – USINAS HIDRELÉTRICAS 12

2.4 – AFLUÊNCIAS 15

2.5 – MODELAGEM DO SISTEMA 18

2.6 – MODELAGEM PROPOSTA 20

CAPÍTULO 3 ..... **25**

MÉTODOS UTILIZADOS **25**

3.1 – PROGRAMAÇÃO DINÂMICA 25

3.1.1 – Elementos básicos da Programação Dinâmica *25*

3.1.2 – Programação Dinâmica – Exemplo Determinístico *28*

3.1.3 – Programação Dinâmica Estocástica *34*

3.2 – PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA SEQUENCIAL 36

3.2.1 – Elementos básicos da Programação Quadrática Sequencial *36*
3.2.2 – Programação Quadrática Sequencial – Modelagem *38*
3.2.3 – Programação Quadrática Sequencial – Algoritmo *39*

CAPÍTULO 4 ..... **41**

RESULTADOS **41**

4.1 – *SOFTWARE* DESENVOLVIDO 42
4.2 – RESULTADOS – RIO IGUAÇU 44
4.2.1 – Rio Iguaçu – Determinístico *46*
4.2.2 – Rio Iguaçu – Estocástico *47*
4.2.3 – Rio Iguaçu – Análise Comparativa *51*
4.3 – RESULTADOS – RIO GRANDE 53
4.3.1 – Rio Grande – Determinístico *54*
4.3.2 – Rio Grande – Estocástico *55*
4.3.3 – Rio Grande – Análise Comparativa *59*
4.4 – RESULTADOS – RIO TOCANTINS 60
4.4.1 – Rio Tocantins - Determinístico *61*
4.4.2 – Rio Tocantins – Estocástico *63*
4.4.3 – Rio Tocantins – Análise Comparativa *66*

CAPÍTULO 5 ..... **69**

CONCLUSÕES **69**

5.1 – CONSIDERAÇÕES FINAIS 69
5.2 – CONTINUIDADE DA PESQUISA 70

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS **73**

APÊNDICE A **77**

DIVULGAÇÃO DO TRABALHO EM EVENTOS CIENTÍFICOS **77**

Resumo

SCARCELLI, R. O. C. **Programação dinâmica aplicada à otimização individualizada e desacoplada das usinas hidrelétricas de sistemas hidrotérmicos.** 2012. 77f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos 2012.

O planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência tem como objetivo determinar a participação de usinas termoelétricas e hidrelétricas de forma a garantir o suprimento desta energia ao menor custo operacional possível, dentro de restrições técnicas. Alguns fatores tornam a solução desse problema bastante complexa destacando a não linearidade, presente na equação de geração hidráulica; a não separabilidade espacial, devido ao fato da decisão de quanto gerar em uma usina interferir em outra usina do sistema; a separabilidade temporal aditiva, devido a interferência de uma decisão atual em uma decisão futura e, como no caso brasileiro, de grande porte. O objetivo deste trabalho é apresentar uma nova abordagem para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, com Programação Dinâmica, de forma que as usinas hidrelétricas possam ser representadas e otimizadas individualmente, completamente desacopladas. Essa aplicação é possível através da utilização de uma função objetivo modificada, considerando-se não apenas os custos, mas também os dados de afluências das usinas imediatamente a jusante. O modelo proposto, como função objetivo modificada, foi aplicado em cascatas de usinas hidrelétricas brasileiras, cujos resultados puderam ser comparados com os comportamentos ótimos obtidos de forma direta, ou seja, com a otimização de todo o sistema em conjunto. Com base nos resultados obtidos, pôde-se observar o bom comportamento do modelo implementado.

Palavras-chave: Operação Hidrotérmica de Médio Prazo, Defluência Caracterizada, Programação Não Linear, Programação Dinâmica.

Abstract

SCARCELLI, R. O. C. **Dynamic programming applied to individual and decoupled optimization of hydroelectric power plants on hydrothermal systems.** 2012. 77f. Dissertation (Master Degree) – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2012.

The energetic operation planning in hydrothermal power systems aims to determine the participation of hydroelectric power plants and thermoelectric power plants to ensure the supply of electricity at the lowest operating cost possible, between technical constraints. Some factors make the solution of this problem quite complex highlighting the nonlinearity, present in the equation of hydraulic generation, non-spatial separability, due the fact that the decision of the amount of energy generated in a plant interfere in another plants of the system, the additive time separability, because of the interference from an actual decision on a future decision and, as in the Brazilian case, large. The proposal of this work is to present a new approach to hydrothermal power systems, with Dynamic Programming, so that hydroelectric power plants can be represented and optimized individually, completely decoupled. This application is possible through the use of a modified objective function, considering not only costs but also the inflow data immediately on the downstream plants. The proposed model was applied in a Brazilian cascade of hydroelectric plants, comparing the optimal behavior obtained directly, by optimizing the whole system together and the new technique behavior. Based on the results obtained, we can observe the good results of the implemented model.

Keywords: Long Term Hydrothermal Scheduling, Featured Outflow, Deterministic nonlinear programming, dynamic programming.

Lista de Figuras

Figura 1 - Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita. 1
Figura 2 - Números do SIN (2010). 2
Figura 3 – Potência Instalada e Custo Operacional de cada usina térmica do sudeste brasileiro em operação em 2010. 10
Figura 4 - Custos reais e polinômio ajustado das usinas termelétricas da região sudeste em função da potência a ser gerada. 11
Figura 5 - Modelo de usina hidrelétrica. 12
Figura 6 - Nível de montante para a usina de Emborcação. 13
Figura 7 - Nível de jusante para a usina de Emborcação. 14
Figura 8 - Afluências históricas mensais para a usina de Furnas. 16
Figura 9 - Afluências históricas mensais para a usina de Foz do Areia. 16
Figura 10 - Rio Paranaíba com principais usinas hidrelétricas. 17
Figura 11 - Esquema demonstrativo das afluências. 17
Figura 12 – Afluências Naturais Médias (MLT) das usinas hidrelétricas da cascata do Rio Grande. 21
Figura 13 – Defluências Mínimas usinas hidrelétricas da cascata do Rio Grande. 22
Figura 14 - Esquema das políticas de decisões para a programação dinâmica. 27
Figura 15 – Trajetória de armazenamento no reservatório. 33
Figura 16 – Trajetória de geração hidráulica da usina. 33
Figura 17 – Esquema da defluência caracterizada para PDE. 35
Figura 18 – *Software* desenvolvido. 43
Figura 19 – Afluências naturais médias mensais das usinas da cascata do Rio Iguaçu. 45
Figura 20 – Volumes Armazenados entre 1970 e 1980 na usina de Foz do Areia. 46
Figura 21 – Geração Hidrelétrica entre 1970 e 1980 na cascata do Rio Iguaçu. 47
Figura 22 – Afluências médias e desvio padrão para a usina de Foz do Areia. 48
Figura 23 – Valores obtidos com a função log-normal de distribuição de probabilidade de afluências ajustada para o mês de janeiro na usina de Foz do Areia. 48
Figura 24 – Tabelas de decisões DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM para o mês de janeiro na usina de Foz do Areia. 49
Figura 25 - Volumes Armazenados entre 1970 e 1980 na usina de Foz do Areia. 50
Figura 26 – Geração Hidrelétrica entre 1970 e 1980 na cascata do Rio Iguaçu. 50

Figura 27 – Curvas de permanência determinística da geração hidráulica na cascata do Rio Iguaçu. 51
Figura 28 – Curvas de permanência estocástica da geração hidráulica na cascata do Rio Iguaçu. 52
Figura 29 – Afluências naturais médias mensais das usinas com reservatório de acumulação da cascata do Rio Grande. 53
Figura 30 – Volumes Armazenados entre 1980 e 1990 na usina de Furnas. 54
Figura 31 – Geração Hidrelétrica entre 1980 e 1990 na cascata do Rio Grande. 55
Figura 32 – Afluências médias e desvio padrão para a usina de Furnas. 56
Figura 33 – Valores obtidos com a função log-normal de distribuição de probabilidade de afluências ajustada para o mês de janeiro na usina de Furnas. 56
Figura 34 – Tabelas de decisões DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM para o mês de janeiro na usina de Furnas. 57
Figura 35 - Volumes Armazenados entre 1980 e 1990 na usina de Furnas. 58
Figura 36 – Geração Hidrelétrica entre 1980 e 1990 na cascata do Rio Grande. 58
Figura 37 – Curvas de permanência determinística da geração hidráulica na cascata do Rio Grande. 59
Figura 38 – Curvas de permanência estocástica da geração hidráulica na cascata do Rio Grande. 59
Figura 39 – Afluências naturais médias mensais das usinas com reservatório de acumulação da cascata do Rio Tocantins. 60
Figura 40 – Volumes Armazenados entre 1950 e 1960 na usina de Serra da Mesa. 62
Figura 41 – Geração Hidrelétrica entre 1950 e 1960 na cascata do Rio Tocantins. 62
Figura 42 – Afluências médias e desvio padrão para a usina de Serra da Mesa. 63
Figura 43 – Valores obtidos com a função log-normal de distribuição de probabilidade de afluências ajustada para o mês de janeiro na usina de Serra da Mesa. 64
Figura 44 – Tabelas de decisões DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM para o mês de janeiro na usina de Serra da Mesa. 64
Figura 45 - Volumes Armazenados entre 1950 e 1960 na usina de Serra da Mesa. 65
Figura 46 – Geração Hidrelétrica entre 1950 e 1960 na cascata do Rio Tocantins. 65
Figura 47 – Curvas de permanência determinística da geração hidráulica na cascata do Rio Tocantins. 66
Figura 48 – Curvas de permanência estocástica da geração hidráulica na cascata do Rio Tocantins. 66

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Empreendimentos em Operação (2010). 9
Tabela 2 – Tabela Dinâmica Completa (t = 5). 29
Tabela 3 – Tabela Dinâmica Final (t = 5). 29
Tabela 4 – Tabela Dinâmica Completa (t = 4). 30
Tabela 5 – Tabela Dinâmica Final (t = 4). 30
Tabela 6 – Tabela Dinâmica Completa (t = 1). 31
Tabela 7 – Tabelas de Decisões 32
Tabela 8 – Principais dados das usinas da cascata do Rio Iguaçu 45
Tabela 9 – Resultados estatísticos e comparativos da cascata do Rio Iguaçu. 52
Tabela 10 – Principais dados das usinas da cascata do Rio Grande. 54
Tabela 11 – Resultados estatísticos e comparativos da cascata do Rio Grande. 60
Tabela 12 – Principais dados das usinas da cascata do Rio Tocantins 61
Tabela 13 – Resultados estatísticos e comparativos da cascata do Rio Tocantins. 67

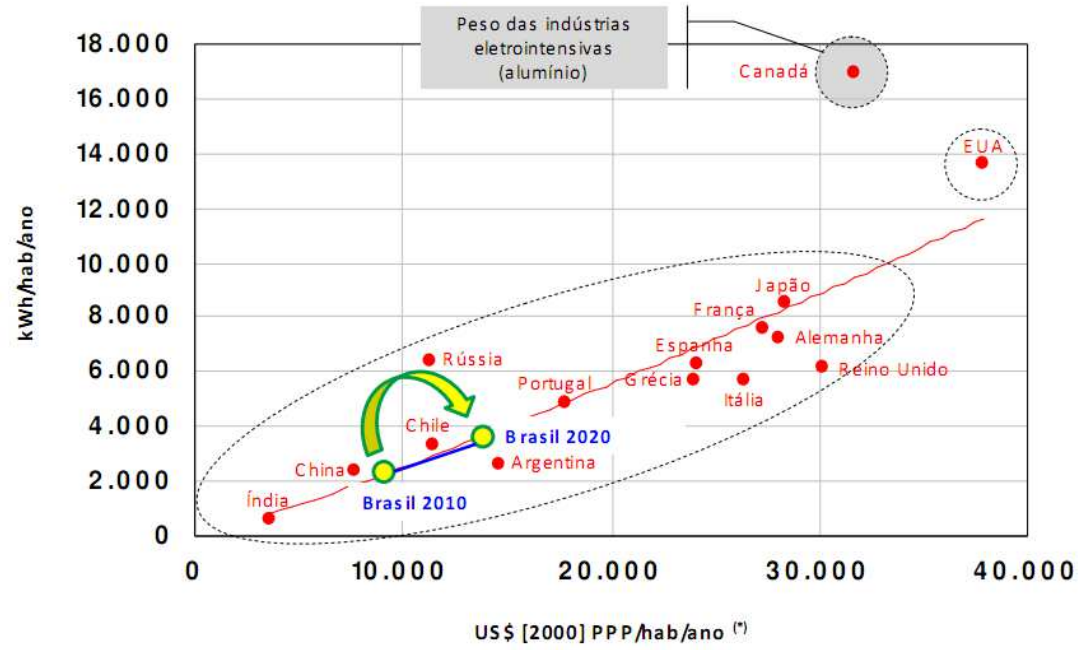
Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DFC-PDD	Defluência Caracterizada com Programação Dinâmica Determinística
DFC-PDE	Defluência Caracterizada com Programação Dinâmica Estocástica
DFC-PDM	Defluência Caracterizada com Programação Dinâmica Média
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDA	Fio d'Água
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IND-PDD	Operação Individualizada com Programação Dinâmica Determinística
KKT	Karush Kuhn Tucker
MLT	Média de Longo Termo
MME	Ministério de Minas e Energia
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PIB	Produto Interno Bruto
ONS	Operador Nacional do Sistema
OTM-PQS	Operação Otimizada com Programação Quadrática Sequencial
SIN	Sistema Interligado Nacional

Capítulo 1

Introdução

A qualidade de vida é intimamente ligada ao consumo de energia. Normalmente quanto maior é o consumo de energia, melhor é a qualidade de vida. Com vidas mais confortáveis e usufruindo mais intensamente dos avanços tecnológicos há também um aumento do consumo de energia elétrica (Silva, 2003). Projeções efetuadas pela EPE, Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2011), mostram o crescimento do PIB, Produto Interno Bruto, per capita e o do Consumo de Eletricidade, per capita, mostrados na Figura 1.



(*) PIB per capita referenciado a US$ [2000] PPP (*Power Purchase Parity*). Os dados são relativos ao ano de 2007 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: considera o consumo total de eletricidade, incluindo a autoprodução.

Fonte: IEA, 2009: *Key World Energy Statistics* 2009. Elaboração EPE.

Figura 1 - Consumo de eletricidade per capita versus PIB per capita.

Os valores mostrados na figura acima, aliados ao fato do previsto crescimento da população brasileira, chegando a aproximadamente 220 milhões de pessoas em 2020 (IBGE, 2004), indicam um forte aumento na demanda total de energia elétrica. Em termos de números isto significa praticamente aumentar em um terço a demanda atual, passando de aproximadamente 450 TWh para 700 TWh em 2020 (EPE, 2011) e chegando a mais de 1000 TWh de energia em 2030 (EPE, 2007).

A geração elétrica brasileira é composta por usinas hidráulicas e térmicas. O sistema hidrotérmico brasileiro é interligado através de suas linhas de transmissão pelo SIN – Sistema Interligado Nacional, composto por empresas das regiões Sul, Sudeste, Nordeste, Centro-Oeste e Norte. Estão interligados atualmente 96,6% da capacidade total de produção do país, permanecendo fora do SIN algumas regiões isoladas da região amazônica (ONS, 2010). A Figura 2, a seguir, ilustra o tamanho continental do problema brasileiro em 2010:

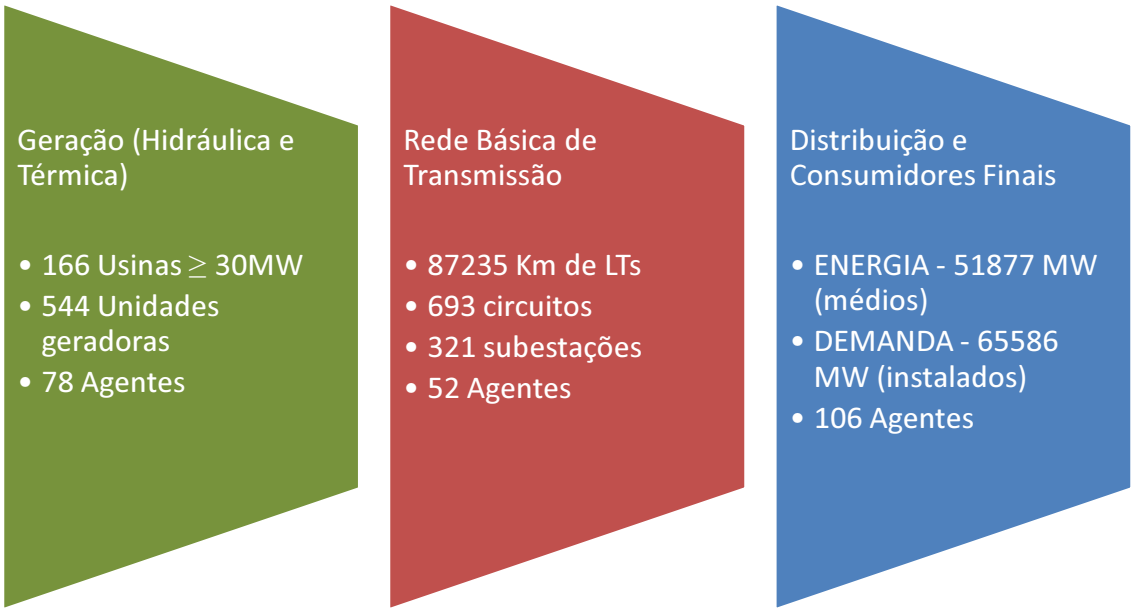


Figura 2 - Números do SIN (2010).

A ONS – Operador Nacional do Sistema é uma entidade brasileira civil, sem fins lucrativos que tem como objetivos coordenar e controlar a operação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do SIN – Sistema Interligado Nacional. Os pontos cruciais para as decisões a serem tomadas são:

- Segurança do Suprimento: buscando a continuidade do processo, evitando racionamentos e blecautes;

- Qualidade: atendendo segundo padrões de desempenho técnico
- Economia: operando ao menor custo visando à modicidade tarifária.

De acordo com essas diretrizes, resta a ONS determinar qual a melhor forma operacional do SIN, como um todo, (Toscano, 2009).

O planejamento da operação em sistemas hidrotérmicos de potência tem como objetivo determinar a participação de usinas termelétricas e hidrelétricas de forma a garantir o suprimento de energia elétrica ao menor custo operacional possível. Em sistemas com predominância hidráulica esse custo é composto pela soma do custo futuro, que representa as conseqüências futuras de uma decisão operativa atual e pelo custo imediato, representado pelo custo do combustível das termoelétricas, pelo custo de déficit e pelo custo de eventuais importações (Encina, 2006; Provençano, 2003).

Alguns fatores tornam a solução desse problema bastante complexa destacando a não linearidade, presente na equação de geração hidráulica e no custo da geração térmica; a não separabilidade espacial, devido ao fato da decisão de quanto gerar em uma usina interferir em outra usina do sistema; a separabilidade temporal aditiva, devido à interferência de uma decisão atual em uma decisão futura e, como no caso brasileiro, de grande porte (Siqueira, 2003).

De posse da informação de que o planejamento hidrotérmico tem basicamente a missão de minimizar os custos da geração térmica, torna-se necessária a informação de quais valores de custos de geração térmica estarão presentes em um futuro próximo. De acordo com a Matriz Energética Nacional 2030, elaborado e publicado pelo MME - Ministério de Minas e Energia, a energia gerada pelas usinas térmicas será responsável por aproximadamente 16% em 2030.

O mesmo estudo afirma que as usinas mais utilizadas na produção termelétrica serão as que utilizam gás natural, as nucleares e as a carvão, com 53%, 18% e 14% da produção de energia elétrica, respectivamente. As projeções para o custo do gás natural indicam, ainda, tendência no aumento do preço internacional, sendo previstos valores médios para 2030 ao redor de US$ 7,5 por milhão de BTU (MME, 2007).

A ferramenta matemática usualmente utilizada na solução deste problema é a programação dinâmica, pois, além de manter as características acima citadas, considera, ainda, a estocasticidade presente no problema. Entretanto, a aplicação deste método torna-se impraticável para grandes sistemas, devido à conhecida “maldição da dimensionalidade”, que leva a um excessivo tempo computacional ou mesmo a impossibilidade de sua utilização. Assim, uma possível abordagem utilizada no planejamento de médio prazo é a agregação do

parque hidrológico em um único reservatório de energia, o chamado reservatório equivalente de energia. Porém, esse método requer algumas simplificações que podem afetar na decisão final do quanto gerar em cada usina do sistema (Castro, 2006; Zambelli, 2006; Siqueira, 2009; Dias et. al., 2010).

Outra metodologia possível que não necessita da representação em reservatórios equivalentes mantendo, assim, as características individuais de cada usina é a otimização determinística do sistema hidroelétrico. Tal otimização é baseada em modelos não lineares. Porém, esta metodologia trata a estocasticidade apenas de forma implícita, ou seja, através de modelos de séries temporais históricas ou sintéticas (Ballini, 2000; Huamaní, 2007; Martins, 2009; Zambelli, 2009).

A decisão de qual método utilizar passa a ser uma questão de cumplicidade. O método a ser utilizado deve ser o que se adapta melhor ao problema e fornece os resultados mais fieis a realidade. Deve-se considerar que as otimizações determinísticas atingem os melhores resultados dependendo apenas do grau de incerteza das previsões. Por outro lado temos a otimização estocástica, com reservatórios equivalentes, que considera a estocasticidade do problema, mas não consegue absorver todas as características de todas as usinas que compõe o sistema (Toscano et. al., 2009).

Confluindo para um patamar de desenvolvimento nacional sólido deve-se, portanto, notar que o planejamento da operação hidrotérmica é de extrema importância. Aumentos previstos na demanda de energia e nos custos de geração elétrica contribuem para aumentar o grau de dificuldade e de riscos operacionais e econômicos do processo.

1.1 - Objetivos do trabalho

O objetivo deste trabalho é apresentar uma nova abordagem para o planejamento da operação energética em sistemas hidrotérmicos de potência de forma que as usinas hidroelétricas possam ser representadas individualmente. Essa aplicação é possível através da utilização de uma função objetivo modificada, considerando-se não apenas os custos, mas também os dados de afluências da usina imediatamente a jusante.

A nova abordagem proposta é baseada no comportamento individual das usinas hidrelétricas quando estão operando em conjunto com outras usinas do sistema. Nessa situação, é fato que, quando em operação em uma cascata, a usina a jusante recebe um aumento significativo na vazão afluente, quando comparado a vazão afluente da usina a

montante, e, ainda, essa vazão recebida já está parcialmente regularizada pela usina a montante, ou seja, há pouca variação no volume de água recebido. Nesse sentido, a nova metodologia utiliza-se desta característica como um importante fator para tomada de decisões.

Matematicamente, tal característica é inserida na função objetivo do problema de forma que a operação do sistema sofra certa penalidade quando há um aumento na variação da afluência a jusante. Dessa forma, é possível realizar a otimização do sistema na qual o acoplamento espacial entre as usinas é considerado pela penalidade inserida na função objetivo. Tal técnica permite obter a função custo futuro de cada usina do sistema e manter todas suas características individuais sem a necessidade de simplificações.

1.2 – Organização do trabalho

Este documento está organizado da seguinte maneira:

- No capítulo I é feita uma breve descrição da situação e de projeções do sistema elétrico nacional. São mostrados dados a respeito da situação atual do sistema bem como suas perspectivas de futuro. É feita também uma pequena descrição dos órgãos que definem as diretrizes operacionais.

- No capitulo II são descritas as modelagens utilizadas para caracterização do problema e as técnicas de solução existentes. Ao final do capítulo a nova técnica proposta é descrita.

- O capítulo III mostra os métodos utilizados para a solução dos problemas. São mostradas técnicas determinísticas e estocásticas não lineares para a solução do problema.

- O capítulo IV mostra os resultados obtidos. Foram comparados resultados determinísticos e estocásticos obtidos com o uso de técnicas conhecidas e com o uso da nova modelagem proposta.

- Finalmente o capítulo V apresenta uma conclusão final a respeito do trabalho. São também identificados os possíveis pontos a serem explorados pela nova

abordagem. O final do capítulo descreve os trabalhos submetidos até o presente momento.

Capítulo 2

Planejamento da Operação Energética

O planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico brasileiro é responsável por determinar o montante a ser gerado mensalmente pelas usinas termelétricas e hidrelétricas do sistema. Devem ser considerados todos os fatores que influenciam tanto a operação dos sistemas hidrotérmicos quanto os custo da operação. Os principais fatores do sistema hidrotérmico brasileiro são (Rosim, 2008; Siqueira, 2009):

- Aditivamente separável no tempo, pois as decisões tomadas em certo período de tempo terão influência direta sobre os custos da operação em qualquer tempo posterior;
- Não linear, pois tanto as funções de gerações das usinas hidrelétricas quanto os custos das gerações térmicas são não lineares, levando a uma função objetivo também não linear;
- Não separável espacialmente devido à interconexão do acoplamento hidráulico entre as usinas hidrelétricas que formando uma rede interconectada;
- Estocástico pelo fato de não serem conhecidas as afluências futuras que ocorrerão nos reservatórios das usinas hidrelétricas;
- Finalmente o planejamento ocorre dentro de um contexto dinâmico, onde as decisões, de acordo com o ambiente em que está inserido, acabam por afetar o próprio ambiente, interagindo dinamicamente.

A operação a ser efetuada pelo planejamento de médio prazo é determinada em bases mensais. Estes valores determinados alimentam toda a cadeia de planejamento, passando para as bases diárias que culminam alimentando as bases do planejamento horário.

2.1 – Breve Resumo do Histórico Brasileiro

O inicio da geração de energia elétrica no Brasil, proveniente de fonte hidráulica, ocorreu em 1883, na região do Ribeirão do Inferno, na cidade mineira de Diamantina. A energia era utilizada para lavagem da terra no processo de extração de ouro (Silva, 2003)

Na virada no século, em 1900, 17 localidades brasileiras eram atendidas com suprimento de energia elétrica. As responsáveis eram 11 empresas contando com 6 termelétricas e 5 hidrelétricas, em uma capacidade total instalada de 12085 kW.

Nos seguintes anos, toda a geração de energia elétrica foi feita de forma isolada. As decisões foram tomadas seguindo interesses próprios e as transferências de energia, iniciadas na década de 20, ocorriam apenas em épocas de crise. As diferenças regionais de carga e de disponibilidade de água foram ignoradas e seus possíveis proveitos desperdiçados.

O primeiro esboço da interligação do sistema nacional ocorreu na década de 30. Em uma ação conjunta entre Anforp e Companhia Paulista de Força e Luz, CPFL, foram interligados os sistemas de vinte e duas empresas, atendendo importantes municípios paulistas como Campinas, Araraquara, Ribeirão Preto e São José do Rio Preto. Foram interligadas vinte pequenas centrais hidrelétricas, já padronizadas em 60 Hz, e com uma capacidade de geração elétrica total de 50 MW.

No período pós-guerra surgiu a primeira linha de interligação entre o Rio de Janeiro e São Paulo, com mais de 300 km de extensão e uma estação conversora (50 Hz/60 Hz) com capacidade de 50 MW. Em 1945 foi criada a primeira empresa de eletricidade federal, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF. Em 1963 foi inaugurada a usina hidrelétrica de Furnas e foram interligados os sistemas elétricos do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, dando início ao que posteriormente seria o Sistema Interligado Nacional, SIN.

Em 1979 a Light Serviços de Eletricidade S.A. foi nacionalizada. Com isso, após quase oitenta anos de controle estrangeiro, o SIN passou a ser praticamente todo nacional. Em seu inicio de operação foi utilizado um critério determinístico para o planejamento da

operação. A geração hidrelétrica de cada usina era determinada de forma a garantir suprimento de energia sem ocorrências de déficits sob hipótese de repetição do período histórico critico de vazão. (Fortunato et al, 1990).

Este critério vigorou até o ano de 1986, quando critérios probabilísticos foram introduzidos a fim de suprir deficiências do antigo critério. A política implantada no planejamento da operação energética foi a Programação Dinâmica Estocástica, PDE (Bertsekas, 1987; Bertsekas, 1995). Devido a dimensão do problema brasileiro foi adotado o modelo equivalente (Arvanits e Rosing, 1970; CEPEL, 1980).

O critério da PDE adotado foi colocado em cheque no ano de 2001, durante a crise de abastecimento. Com a fraqueza mostrada pelo critério na gestão de situações de escassez de afluências foram criados mecanismos e diretrizes na política de operação energética. Um deles foi o Critério de Aversão ao Risco, CAR, que funciona como um limite inferior de armazenamento dos reservatórios garantindo atendimento pleno da carga em um determinado período de tempo. A Tabela 1 mostra dados do SIN em 2010.

Tabela 1 - Empreendimentos em Operação (2010).

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada [kW]	Potência Fiscalizada [kW]	[%]
Central Geradora Hidrelétrica*	334	191.146	188.701	0.16
Central Geradora Eolielétrica	49	939.332	928.536	0.81
Pequena Central Hidrelétrica	397	3.579.609	3.529.790	3.09
Central Geradora Solar Fotovoltaica	5	87	87	0
Usina Hidrelétrica de Energia	176	78.926.687	77.426.314	67.69
Usina Termelétrica de Energia	1452	32.318.495	30.294.994	26.49
Usina Termonuclear	2	2.007.000	2.007.000	1.75
Total	**2415**	**117.959.356**	**114.375.422**	**100.00**

Fonte: (ONS, 2011).

*Centrais Geradoras Hidrelétricas são as fontes geradoras hidrelétricas com potência instalada igual ou inferior a 1 MW.

2.2 – Usinas Termelétricas

As usinas termelétricas brasileiras apresentam custos variáveis, com patamares influenciados principalmente pelo tipo de combustível utilizado. Os custos reais de geração das usinas térmicas do sudeste e as capacidades instaladas nas usinas são mostrados na Figura 3, a seguir:

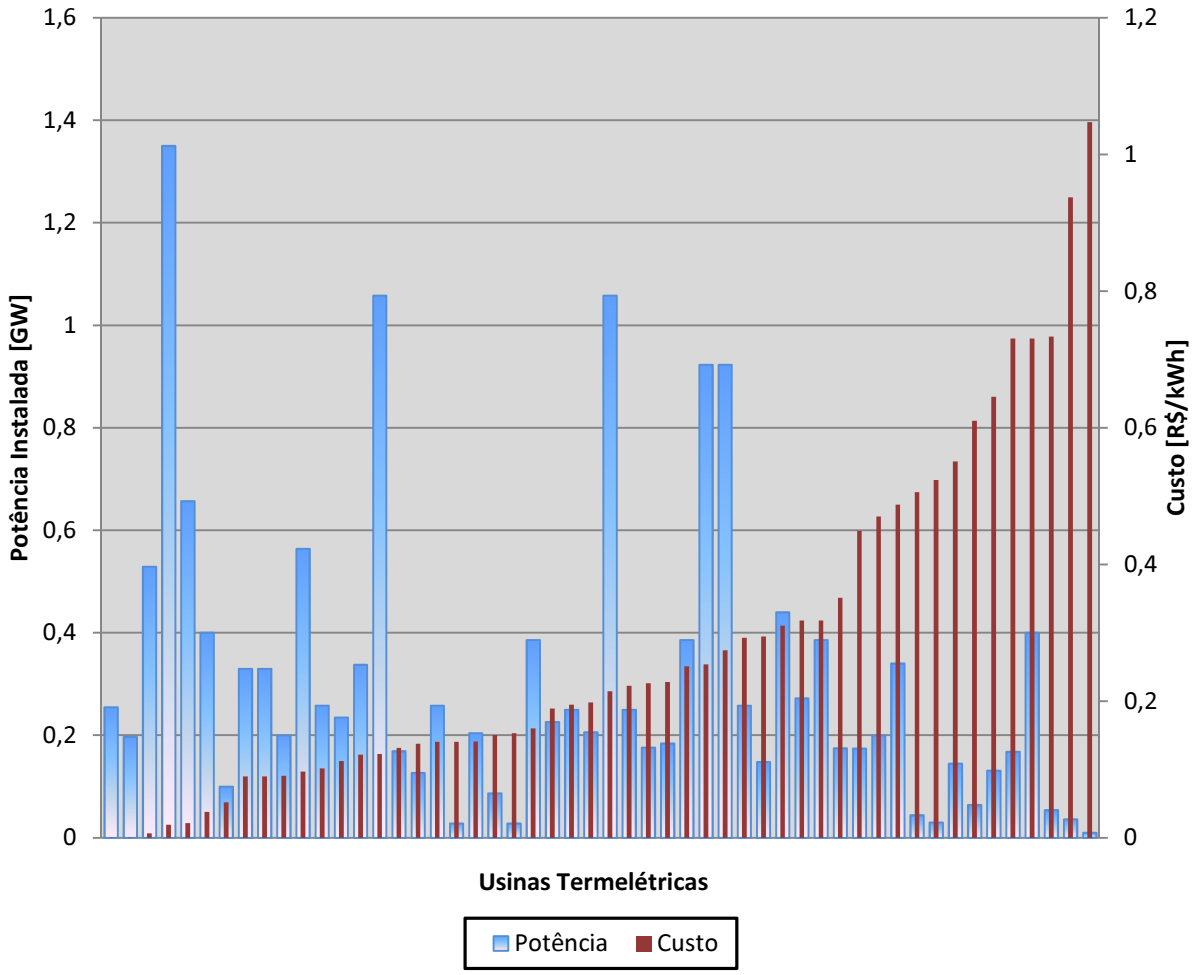


Figura 3 – Potência Instalada e Custo Operacional de cada usina térmica do sudeste brasileiro em operação em 2010.

Os dados mostrados acima foram ordenados de forma crescente com relação aos custos. Nota-se, portanto, a presença de usinas com potências instaladas diferentes frente a custos operacionais também diferentes, demonstrando uma relação inexistente entre potência instalada e custo operacional.

Neste trabalho foram utilizados dados de todas as usinas termelétricas brasileiras em operação em 2010 (ANEEL, 2010). Os dados das usinas termelétricas estão disponíveis em

(CCEE, 2010). Dados referentes à geração mínima, desligamentos e manutenções programadas foram desconsiderados.

Com isso, a fim de obtermos os custos operacionais dos sistemas hidrotérmicos, devemos obter a função de custos do sistema térmico, ou uma aproximação para a tal. Foi utilizado um polinômio de segundo grau na aproximação. A seguir é mostrado o gráfico com os custos reais e aproximados. A Figura 4 mostra essas linearidades por partes bem como o polinômio ajustado.

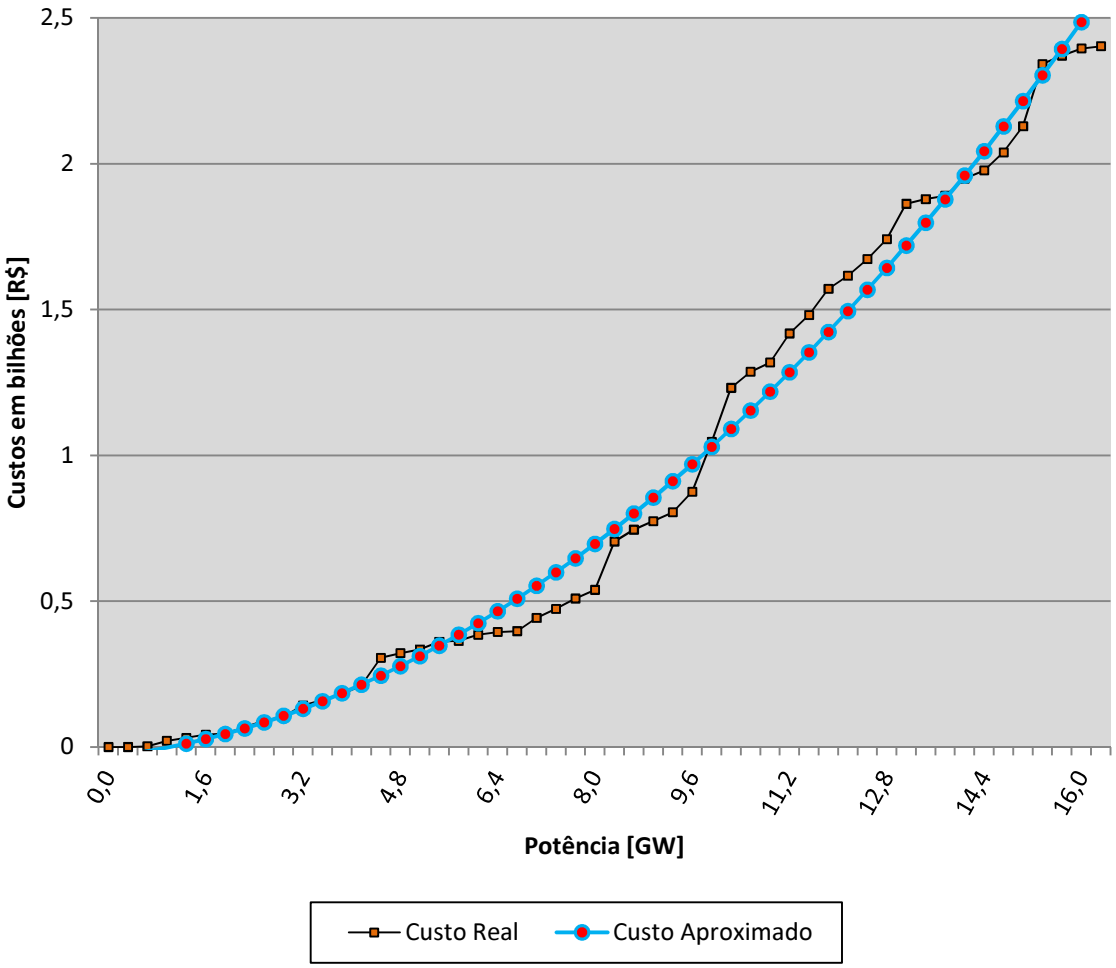


Figura 4 - Custos reais e polinômio ajustado das usinas termelétricas da região sudeste em função da potência a ser gerada.

Os custos reais, destacados pontualmente no gráfico, são referentes aos custos totais, com a soma acumulada das potências nominais instaladas das usinas termelétricas do sistema. As linearidades entre os pontos são devidas ao aumento linear dos custos em função do

acréscimo de energia elétrica a ser gerada em cada usina que não estiver operando com sua capacidade máxima nominal instalada.

Os custos quadráticos, também mostrados no gráfico, são os custos aproximados utilizados nas simulações dos custos dos sistemas hidrotérmicos. A obtenção dos pontos, e conseqüentemente do polinômio, foi feita através da minimização entre o erro quadrático médio entre os pontos reais e aproximados. A seguir é mostrado o polinômio obtido:

$$custo(GT) = 0,0227.(GT)^2$$

Onde GT é a geração térmica.

2.3 – Usinas Hidrelétricas

Depois de definido o modelo adotado para as usinas térmicas onde o único valor manipulável é o montante a ser gerado pelas usinas termelétricas deve-se definir e modelar as usinas hidrelétricas para que o sistema hidrotérmico possa ser simulado e otimizado. A figura a seguir ilustra um modelo típico de usina hidrelétrica.

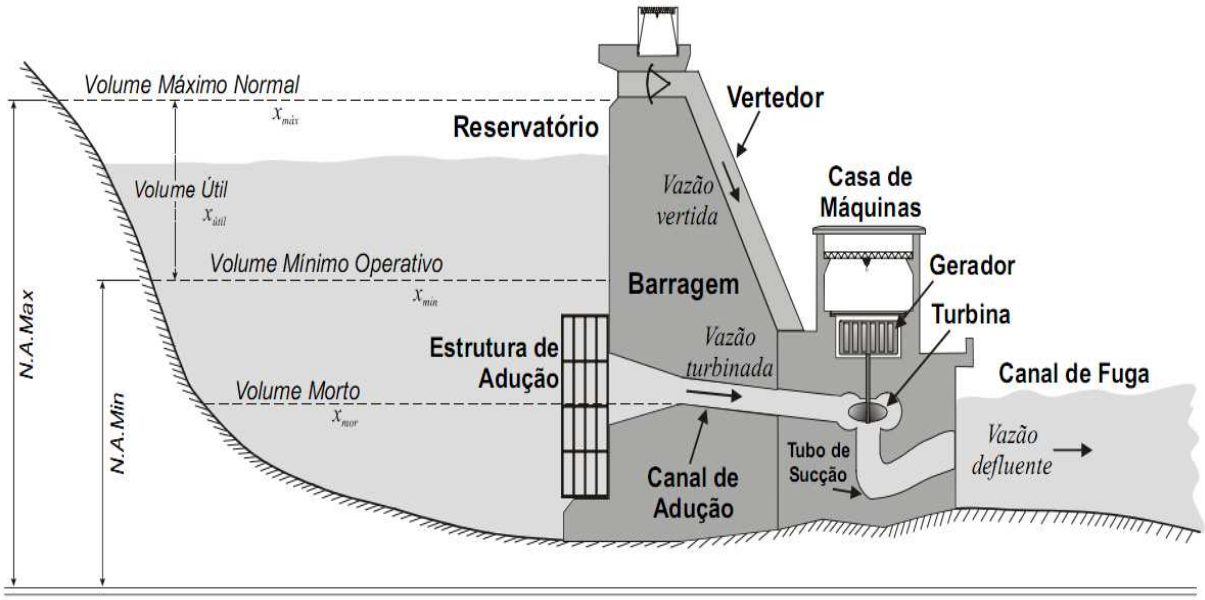


Figura 5 - Modelo de usina hidrelétrica.

Fonte: Silva, 2003.

Na Figura 5 são mostradas as principais variáveis envolvidas na modelagem de uma usina hidrelétrica. Os volumes operacionais variam entre o volume máximo normal e o

volume mínimo operativo. O volume máximo é definido por questões de segurança da própria estrutura da usina e por questões determinadas na construção do reservatório. Já o volume mínimo é determinado pela queda mínima de água necessária para a geração de energia nas turbinas e também por questões ambientais relacionadas aos níveis de oxigênio no reservatório, dentre outros.

A energia elétrica a ser gerada depende diretamente da altura líquida da queda d'água. Essa altura líquida é definida por três fatores: a altura de montante definida por um polinômio de quarto grau em função do volume de montante, a altura de jusante, definida também por um polinômio de quarto grau em função do volume defluido e as perdas hidráulicas, podendo estas serem constantes, proporcionais a diferença entre as alturas de montante e jusante ou proporcionais ao quadrado dos volumes turbinados.

A vazão defluente é determinada pela soma entre a vazão turbinada, que passa pelas turbinas e gera energia elétrica, e a vazão vertida, que foi apenas liberada pela usina sem geração de energia elétrica. A vazão vertida deve ser evitada ao máximo, pois, além de não gerar energia elétrica, pode elevar o nível de jusante da usina, diminuindo a queda d'água líquida (Silva e Carneiro, 2004). A Figura 6 e a Figura 7 ilustram a não linearidade das alturas em função dos volumes dos reservatórios e dos volumes defluidos, respectivamente, para a usina de Emborcação.

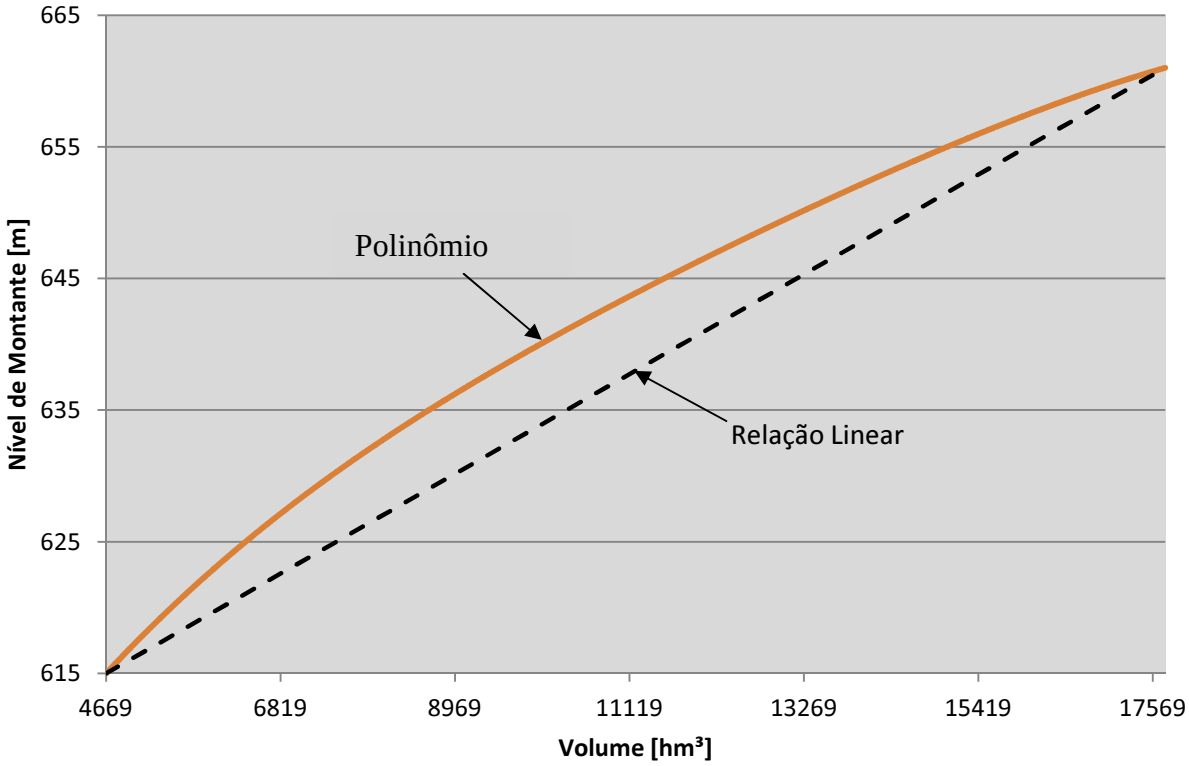


Figura 6 - Nível de montante para a usina de Emborcação.

O polinômio utilizado para obtenção da curva de nível de montante em função do volume armazenado é mostrado a seguir, com coeficientes fornecidos pela ELETROBRAS:

$$h_{mon}(x) = 5,6809.10^{2} + 1,4506.10^{-2}.x - 1,2028.10^{-6}.x^{2} + 5,8303.10^{-11}.x^{3} - 1,1245.10^{-15}.x^{4}$$

Onde x é o volume armazenado, em hm³.

As curvas mostradas ilustram a não linearidade do nível de montante da usina de Emborcação. A linha tracejada serve como comparação, sendo esta, uma reta entre os pontos de armazenamento máximo e mínimo. Os limites entre os volumes armazenados condicionam ao reservatório da usina um volume útil de aproximadamente 13hm³. Alem disso os níveis de montante variam entre 615 e 661 metros acima do nível do mar.

O segundo polinômio de quarto grau da usina de Emborcação resulta no nível de jusante e é dependente do volume defluido pela usina. A Figura a seguir mostra os possíveis valores de nível de jusante.

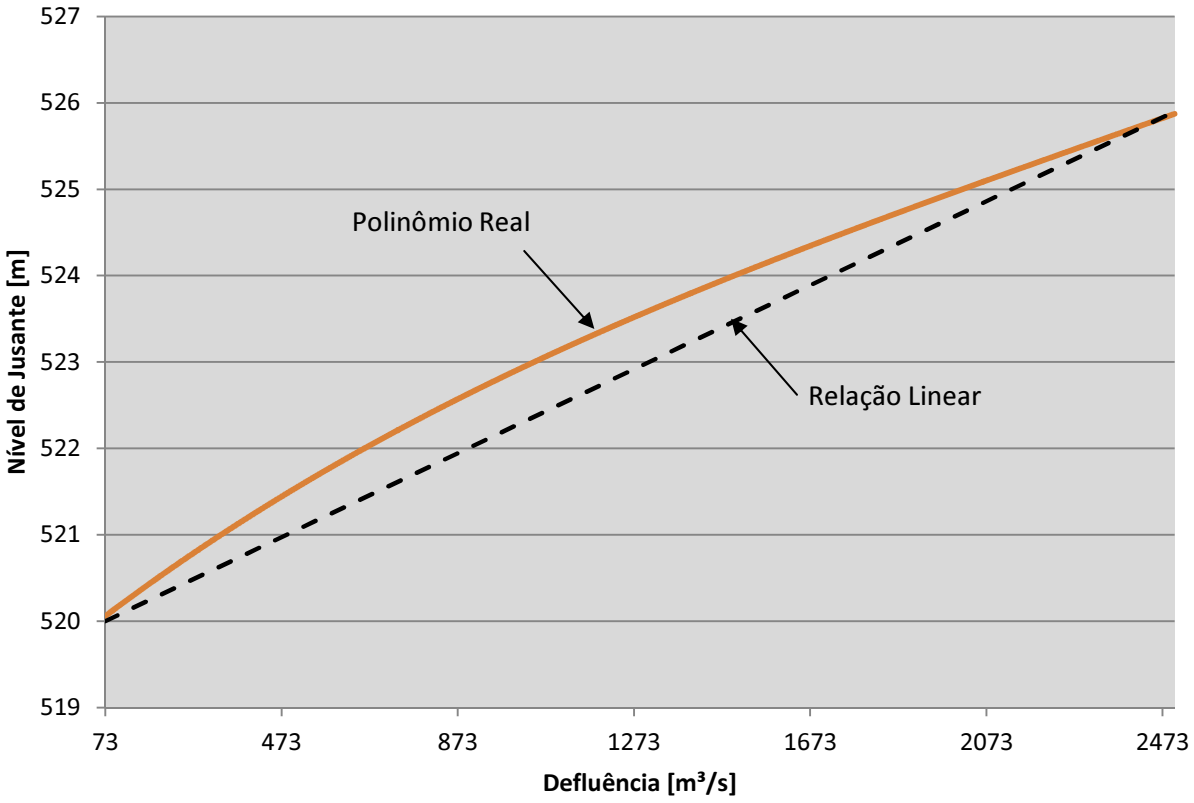


Figura 7 - Nível de jusante para a usina de Emborcação.

O polinômio utilizado para obtenção da curva de nível de jusante em função do volume defluido é mostrado a seguir, com coeficientes também fornecidos pela ELETROBRAS:

$$h_{mon}(x) = 5{,}1977.10^{2} + 3{,}9970.10^{-2}.u - 1{,}0969.10^{-6}.u^{2} + 2{,}3438.10^{-10}.u^{3} - 1{,}7646.10^{-14}.u^{4}$$

Onde u é o volume defluido, em hm³.

Novamente é notada uma não linearidade existente, desta vez entre os volumes defluidos e a altura de jusante. A linha tracejada tem início no ponto de defluência mínima, ligando este, ao ponto final. O limite de defluência máxima não é definido. Define-se um ponto máximo para o volume turbinável e o volume excedente deve ser vertido.

Por razões físicas construtivas existe um limite para este volume a ser vertido, no entanto, este limite é calculado de forma a não ser atingido mesmo em afluências consideradas extremas, chamadas decamilenares. Os limites máximo e mínimo para os volumes turbináveis da usina de Emborcação são 944 m³/s e 73 m³/s, respectivamente.

2.4 – Afluências

Os dados históricos de afluências são disponibilizados pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica em bases diárias e mensais. As medições, com dados iniciados em janeiro de 1931, são efetuadas em pontos estratégicos de forma que os volumes de fluxo de água possam ser utilizados no planejamento da operação das usinas.

As simulações devem utilizar dados históricos com início em maio. A principal motivação é conseguir uma maior variabilidade de opções na otimização do processo. Como na maioria das otimizações os volumes iniciais e finais são máximos, devem-se ter situações adversas para que o processo de otimização não fique, de certa forma, engessado.

Se iniciarmos com volume máximo nos períodos úmidos teremos inevitáveis vertimentos e correremos sérios problemas durante o período seco. Além disso, as simulações obteriam resultados altamente inconclusivos em seus anos iniciais e finais. A Figura 8 e a Figura 9, a seguir, mostram estes dados estatísticos, mínimos, máximos, médios e desvios padrões, para as usinas de Furnas e de Foz do Areia.

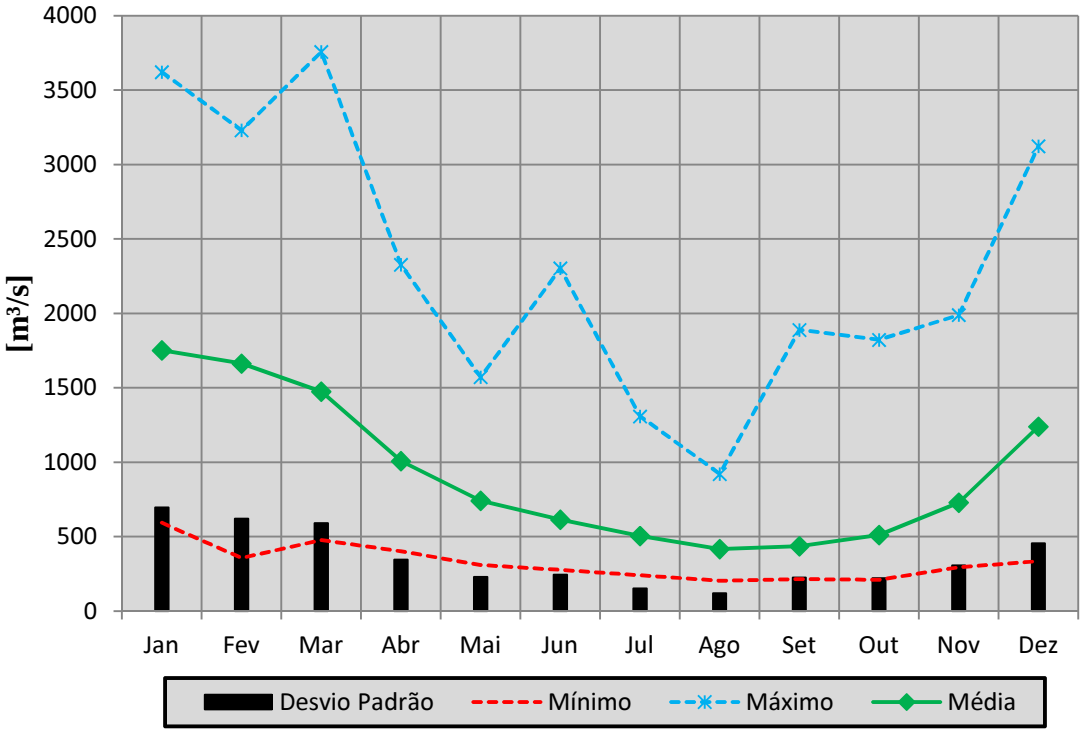


Figura 8 - Afluências históricas mensais para a usina de Furnas.

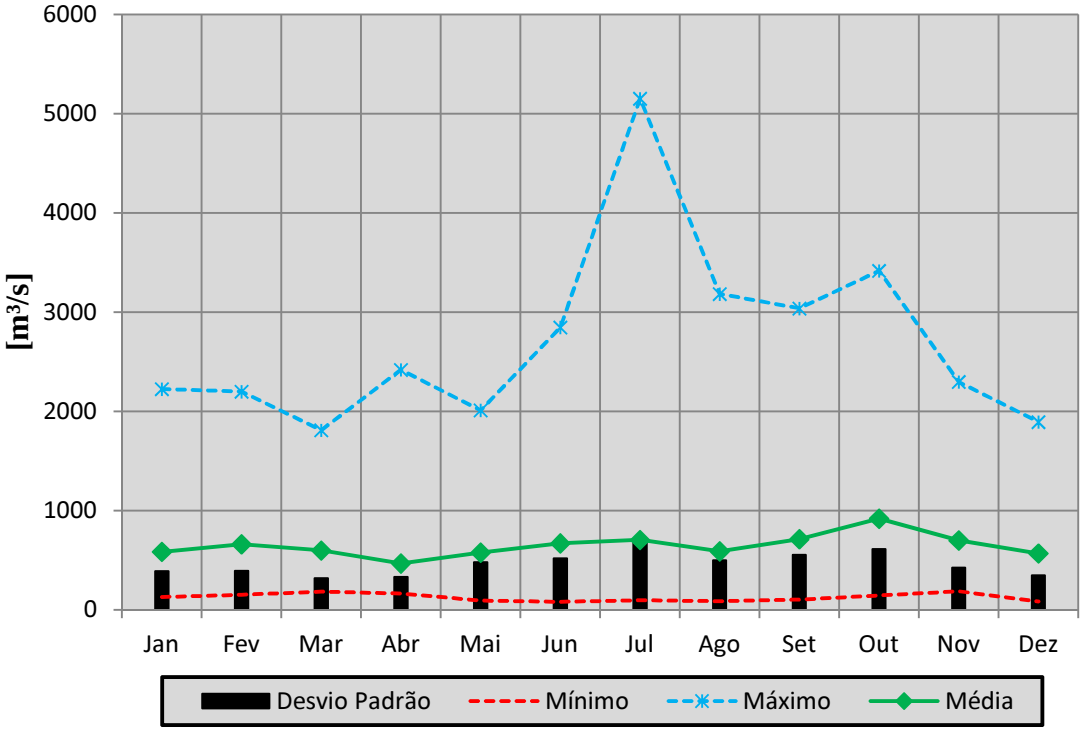


Figura 9 - Afluências históricas mensais para a usina de Foz do Areia.

São mostrados na Figura 8 os dados estatísticos correspondentes às afluências mensais no período compreendido entre janeiro de 1931 e dezembro de 2008 para a usina de Furnas. Já na Figura 9 são mostrados os mesmos dados calculados com base no histórico de afluências da usina de Foz do Areia. Nota-se a grande variabilidade hidrológica existente entre as diferentes bacias brasileiras.

As afluências de usinas que não sejam de cabeceira, com usinas a montante, são compostas por dois fatores, a afluência incremental e a defluência da usina imediatamente a montante. As figuras a seguir ilustram essa soma de forma mais clara.

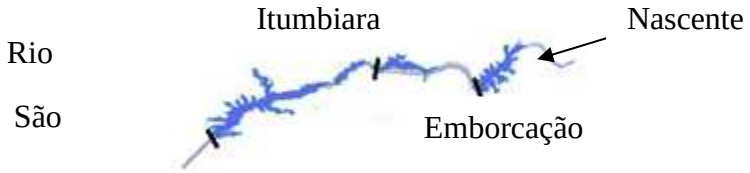


Figura 10 - Rio Paranaíba com principais usinas hidrelétricas.

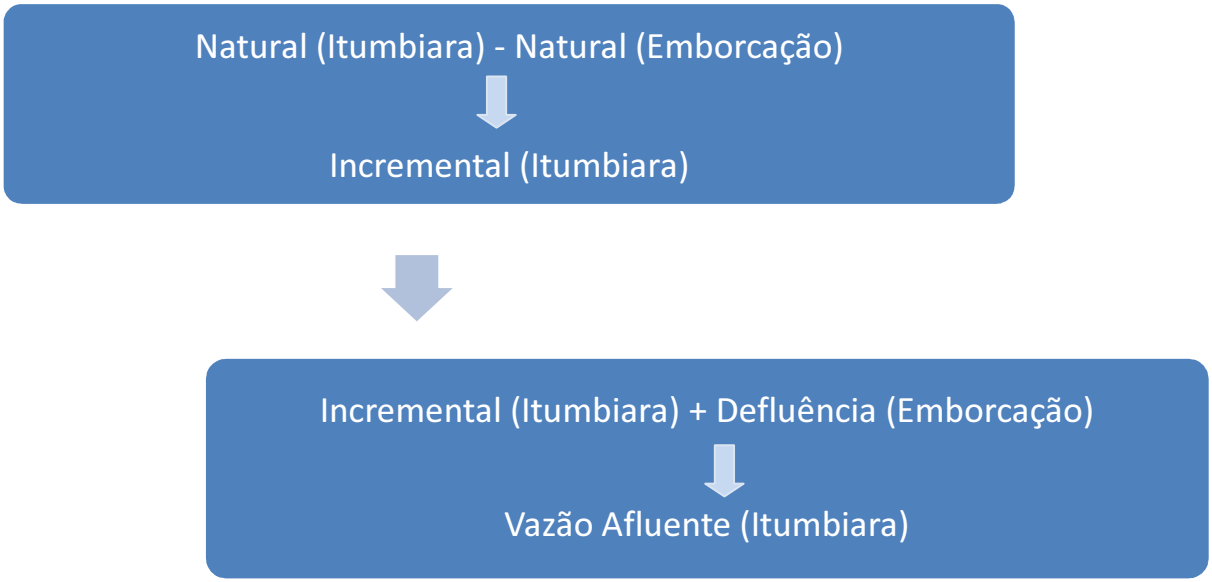


Figura 11 - Esquema demonstrativo das afluências.

Dessa forma, a influência de uma usina que esteja situada a jusante de qualquer outra é considerada. Em alguns casos a influência varia, de acordo com uma maior ou menor afluência incremental, mas em todos os casos existe influência. Apenas como comparação, a afluência incremental média da usina de Itumbiara é, aproximadamente, 64,97% maior que a afluência natural média da usina de Emborcação.

2.5 – Modelagem do Sistema

O planejamento da operação hidrotérmica em um período de tempo pré-determinado pode ser formulado deterministicamente como um problema não linear. A função objetivo do problema é a minimização dos custos. O problema matemático é descrito a seguir (Cicogna, 1999; Cicogna, 2003).

$$\min \sum_{t=1}^{T} GT_t^2 \tag{2.1}$$

$$GT_t + GH_t = D_t \tag{2.2}$$

$$D_t = \sum_{m=1}^{M} P_{nom}^m \tag{2.3}$$

$$GH_t = \sum_{m=1}^{M} GH_{t,m} \tag{2.4}$$

$$GH_{t,m} = k_m . h_{t,m} . u_{t,m} \tag{2.5}$$

$$h_{t,m} = hm(x_{t,m})_{t,m} - hj(u_{t,m})_{t,m} - pc(x_{t,m})_{t,m} \tag{2.6}$$

$$x_{t,m} - x_{t-1,m} - \alpha.(u_{t,m-1} - u_{t,m}) = \alpha.y_{t,m} \tag{2.7}$$

$$u_{t,m} = q_{t,m} + v_{t,m} \tag{2.8}$$

$$x_{t,m}^{\min} \le x_{t,m} \le x_{t,m}^{\max} \tag{2.9}$$

$$q_{t,m}^{\min} \le q_{t,m} \le q_{t,m}^{\max} \tag{2.10}$$

$$x_{1,m} = x_{T,m} = Máximo \tag{2.11}$$

Onde:

P é a potência instalada na usina;

T é o período completo da simulação, em meses;

t é o estágio a ser tratado (mês), entre 1 e T;

M é o número de hidroelétricas;

m é a usina em questão, entre 1 e M;

GT é a geração térmica, [MW];

GH é a geração hidrelétrica, [MW];

D é a demanda a ser suprida, [MW];

k é um fator constante representando o produto da densidade da água, aceleração da gravidade e a eficiência média do conjunto turbina/gerador, [MW/(m³/s)m];

$hm(x_{t,n})$ é a função do nível de montante a cada mês(t) e em cada usina (n), [m];

$hj(u_{t,n})$ é a função do nível de jusante a cada mês(t) e em cada usina (n), [m];

pc_n é a perda de carga de cada usina (n), [m];

$x_{t,n}$ é o volume armazenado no reservatório a cada mês(t) e em cada usina (n), [hm³];

x^{min} é o volume mínimo armazenável no reservatório [hm³];

x^{max} é o volume máximo armazenável no reservatório [hm³];

$q_{t,n}$ é o volume turbinado a cada mês(t) e em cada usina (n), [m³/s];

q^{min} é o volume mínimo turbinável, [m³/s];

q^{max} é o volume máximo turbinável, [m³/s];

$v_{t,n}$ é o volume vertido a cada mês(t) e em cada usina (n), [m³/s];

$u_{t,n}$ é o volume defluido a cada mês(t) e em cada usina (n), [m³/s];

y é a afluência incremental, [m³/s] e

α é uma constante de conversão, (m³/s - hm³/mês).

Essas equações, mostradas acima, são a modelagem matemática do sistema hidrotérmico. A função objetivo da otimização é minimizar os custos da complementação térmica, resultante da subtração entre uma demanda definida como sendo a soma das potências nominais instaladas nas usinas hidrelétricas e a soma da energia elétrica gerada pelas usinas hidrelétricas.

As gerações hidráulicas de cada usina são resultantes de uma multiplicação entre a constante de produtibilidade, k, a altura de queda líquida, h, e o volume turbinado, u. A altura de queda líquida é resultante da diferença entre a altura de montante, hm, e a altura de jusante, hj, e a perda hidráulica, pc. As alturas de montante e jusante são resultantes de polinômios de quarto grau, em função do volume reservado e defluido, respectivamente.

Além disso, as restrições de volumes armazenáveis no reservatório, volumes turbináveis e volumes defluidos devem ser respeitados. Em complemento, os volumes iniciais e finais armazenados no reservatório devem ser determinados inicialmente. Nos estudos efetuados, foram utilizados volumes máximos no início e no fim dos períodos simulados

A modelagem descrita acima pode ser utilizada em otimizações contendo uma usina ou em sistemas com mais de uma usina. A diferença está apenas na equação 7. Quando tratamos de uma otimização com apenas uma usina os valores de afluências devem ser apenas os valores naturais. Para simulações que contenham mais de uma usina devem ser utilizados os valores de afluências incrementais, não controláveis, somados aos valores defluidos por usinas imediatamente a montante.

2.6 – Modelagem Proposta

O fluxo de água afluente em uma usina é composto pela soma das afluências incrementais e das defluências de usinas a montante, como descrito anteriormente.

Obviamente as usinas de cabeceira têm apenas afluências naturais, devido ao fato de não terem usinas em sua montante. Em uma otimização deve-se, portanto, definir quais os volumes de água a serem defluidos que garantam melhor rendimento do sistema como um todo.

Fortemente ligado ao volume de água defluida está o potencial de geração hidrelétrica da usina de jusante. A tendência natural, em uma cascata de usinas hidrelétricas otimizadas, é a tentativa de se regularizar os fluxos de afluências sazonais. Esta regularização é mais ou menos agressiva dependendo das características físicas de cada usina hidrelétrica envolvida.

Os fluxos de água em rios sempre aumentam. Isto pode ser explicado pela confluência de rios e também pela existência de nascentes de água ao longo dos cursos d'água. Aproveitando-se deste fato, as otimizações acabam por "sacrificar" as usinas de montante a fim de melhorar o rendimento das usinas de jusante que além de ter uma afluência natural maior contam, ainda, com uma capacidade de geração de energia elétrica maior em sua grande maioria.

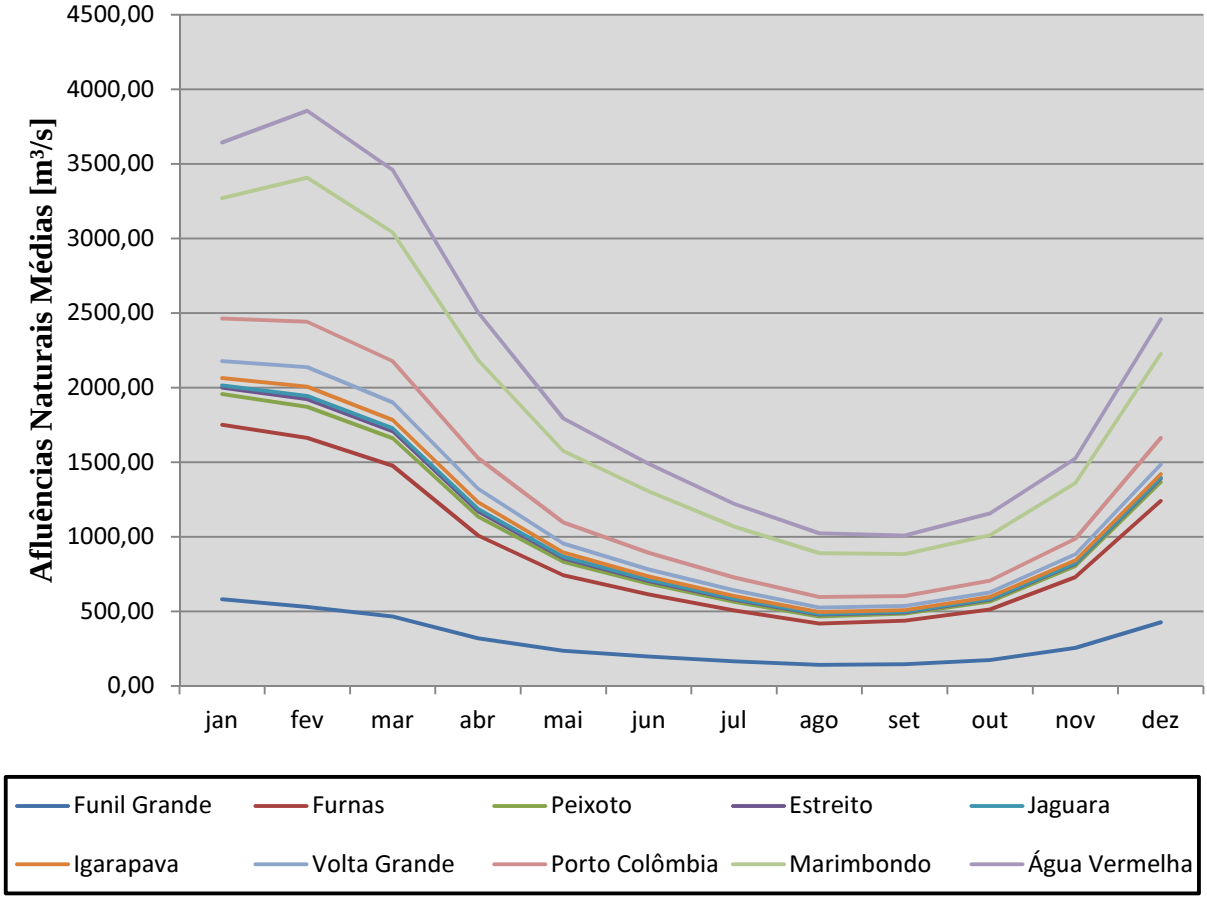


Figura 12 – Afluências Naturais Médias (MLT) das usinas hidrelétricas da cascata do Rio Grande.

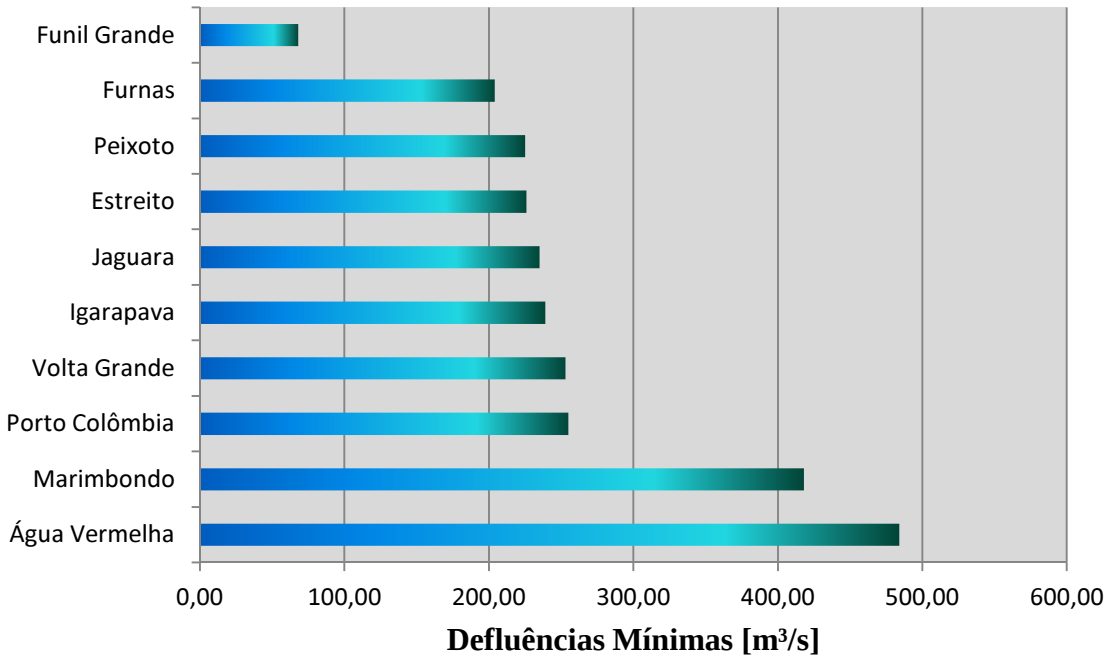


Figura 13 – Defluências Mínimas usinas hidrelétricas da cascata do Rio Grande.

A técnica proposta é uma tentativa de usar esta informação na otimização de cascatas de usinas hidrelétricas individualmente. Com isso, o problema é decomposto em pequenos problemas, otimizando usina por usina. A informação da afluência de jusante é embutida na função objetivo da otimização das usinas individuais. A equação a seguir demonstra esta inserção:

$$\min \sum_{t=1}^{T} [(GT_t)^2 + \beta(y_t + u_t)^2] \tag{2.12}$$

A função objetivo de cada usina é composta de dois fatores. O primeiro é a complementação térmica individual, composta pela diferença entre a demanda, geralmente a potência nominal da usina, e a geração hidráulica da usina. Já a segunda é a parte adicionada pela nova técnica proposta. Nela está a afluência incremental da usina de jusante, y_t, somada a defluência da usina em questão, u_t.

Este segundo termo é quadrático. Esta imposição é feita com o intuito de promover uma linearização do volume afluente na usina de jusante. Com isso a otimização visa, além de minimizar a complementação térmica da própria usina, um melhor aproveitamento da usina de jusante.

O fator β é o termo responsável por controlar o nível de influência da usina de jusante na otimização de uma usina qualquer. Quanto maior for β, melhor será o resultado para a

usina de jusante, devido a uma menor variação em suas afluências. No entanto, pior será o resultado para a usina em questão, devido a uma excessiva influência da usina de jusante.

Ajustou-se, portanto, um fator β pelas gerações médias ótimas de cada usina. Partindo-se de um β nulo, foram testados valores crescentes até que um valor de geração hidráulica média próxima ao médio ótimo em cada usina fosse atingido.

Capítulo 3

Métodos Utilizados

Os resultados foram obtidos através do uso de algumas ferramentas computacionais. Foram utilizados a programação dinâmica determinística e a programação quadrática sequencial com o auxílio da ferramenta de otimização do Matlab, *fmincon*.

3.1 – Programação Dinâmica

A programação dinâmica é uma técnica matemática com a qual se toma uma seqüência de decisões inter-relacionadas. Ela fornece um procedimento sistemático para determinar a combinação de decisões que maximiza a eficácia do problema. Assim, a programação dinâmica lida com sistemas dinâmicos, ou seja, sistemas que evoluem no tempo (Siqueira et. al., 2006).

Antes de ser apresentada a formulação básica do problema de programação dinâmica serão definidos alguns elementos básicos. Vale ressaltar que este capítulo constitui apenas um resumo dos principais aspectos da programação dinâmica, principalmente aqueles relacionados ao planejamento da operação.

3.1.1 – Elementos básicos da Programação Dinâmica

A programação dinâmica, por se tratar de um método seqüencial, deve ser executada por estágios. A fim de se entender melhor o processo decisório, são apresentados alguns elementos básicos da programação dinâmica.

- Estado: Representa a configuração do sistema em um dado instante. Mostra todas as possibilidades existentes para o problema em um determinado instante (estágio), descrevendo completamente o problema.

- Estágio: O termo “dinâmica” representa como o sistema evolui passando de um ponto operacional a outro. O termo estágio representa a transição entre dois pontos consecutivos de operação do sistema.

- Decisão: Em cada estágio existem várias combinações possíveis, dentre as quais, apenas uma deverá ser escolhida como sendo a decisão operacional do sistema. As decisões tomadas em cada estágio afetam a decisão que deverá ser tomada no estágio seguinte, e, portanto, as influencias de cada decisão devem ser avaliadas no processo como um todo.

- Custo Elementar: É o custo ou penalidade associado a cada decisão tomada em cada estágio. No custo elementar não são considerados os custos ou penalidades associados a conseqüência da decisão tomada.

$$custo_t = c_t(x_t, u_t) \qquad 3.1$$

Onde:

t é o estágio do sistema;

x é o volume do sistema no estágio m;

u é o volume turbinado pelo sistema no estágio m;

c é a função que relaciona o volume do sistema e a turbinagem efetuada pelo sistema ao custo desta determinada combinação em um estágio m.

- Estado Inicial: É o estado em que se encontra o sistema no início. O primeiro estágio deve começar a operação a partir do estado inicial do sistema.

- Equação Recursiva de transição de estado: É a equação que define o estado do sistema entre dois estágios consecutivos para uma dada decisão, denotada por:

$$x_{t+1} = f_t(x_t, u_t) \qquad 3.2$$

Onde f é a função que relaciona o volume do sistema e a turbinagem efetuada pelo sistema em um estágio t.

- Política de Decisão: É a seqüência de decisões que leva o sistema de um estado inicial a um estado final. A figura a seguir ilustra o esquema da política:

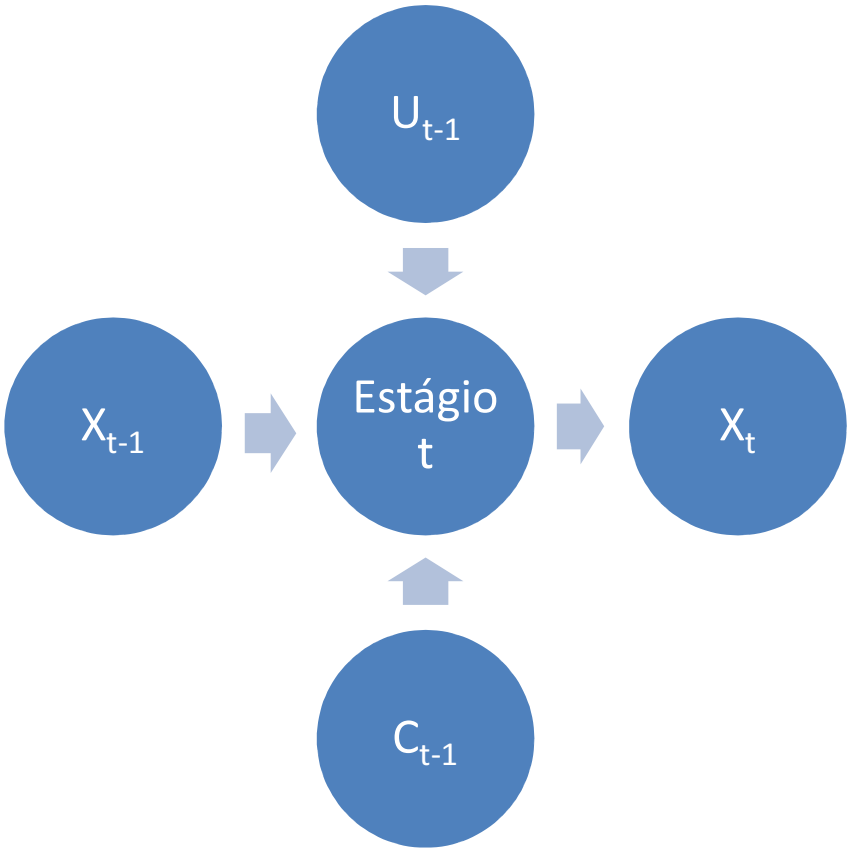


Figura 14 - Esquema das políticas de decisões para a programação dinâmica.

- Função Objetivo: É a soma dos custos de cada estágio em todo o período de estudos. É representado pela seguinte equação:

$$custo_{total} = \sum_{t=0}^{T-1} c_t(x_t, u_t) + F(x_T) \qquad 3.3$$

Onde $F(x_T)$ é o custo terminal arbitrário.

3.1.2 – Programação Dinâmica – Exemplo Determinístico

Com o intuito de se facilitar o entendimento da programação dinâmica é mostrado a seguir um exemplo simples, didático e determinístico da programação dinâmica. Um sistema hidrotérmico deve atender a demanda D_t. O reservatório da usina hidrelétrica, expresso em termos energéticos, tem uma capacidade máxima de 3 UV, unidades de volume, recebe uma afluência y_t, e está motorizado para gerar um máximo de 4 UP, unidades de potência. O nível inicial e final do reservatório é de 3 UV. O custo da produção térmica é dado por $c(GT) = GT^2$. Faça o planejamento otimizado da operação, usando uma discretização de 1 UV e 1 UP sendo:

$$y_t\,(t=1,2,3,4,5) = \{2,1,3,3,1\} \text{ e}$$

$$D_t(t= 1,2,3,4,5) = \{4,6,3,1,5\}$$

Devemos primeiramente escrever as equações e variáveis do problema:

$$\sum_{t=1}^{5} GT_t^2 \qquad 3.4$$

$$x_{t+1} = x_t + y_t - GH_t \qquad 3.5$$

$$GT_t + GH_t = D_t \qquad 3.6$$

$$0 \le x_t \le 3 \qquad 3.7$$

$$0 \le GH_t \le 4 \qquad 3.8$$

$$x_1 = 3 \qquad 3.9$$

$$x_6 = 3 \qquad 3.10$$

$$t = 1, 2, 3, 4, 5.$$

Para obtenção das respostas podem ser montadas as tabelas dinâmicas do ultimo estágio para o primeiro (backward). O custo final (futuro) é considerado nulo e os custos associados a cada decisão devem ser somados as etapas anteriores. Além disso, as operações infactíveis também devem ser repassadas aos estágios anteriores.

A seguir são mostradas as equações do ultimo estágio, t=5.

$$GH_5 = x_5 - x_6 + y_5; \quad y_5 = 1$$

$$F_5(x_5)_I = (D_5 - GH_5)^2; \quad D_5 = 5$$

Tabela 2 – Tabela Dinâmica Completa (t = 5).

UV_5	UP_5	UV_6	y_5	D_5	$F_5(x_5)$ Imediato	$F_5(x_5)$ Futuro	$F_5(x_5)$ Total
0	0	1	1	5	Inf	0	Inf
0	1	0	1	5	Inf	0	Inf
0	2	-1	1	5	Inf	0	Inf
0	3	-2	1	5	Inf	0	Inf
0	4	-3	1	5	Inf	0	Inf
1	0	2	1	5	Inf	0	Inf
1	1	1	1	5	Inf	0	Inf
1	2	0	1	5	Inf	0	Inf
1	3	-1	1	5	Inf	0	Inf
1	4	-2	1	5	Inf	0	Inf
2	0	3	1	5	25	0	25
2	1	2	1	5	Inf	0	Inf
2	2	1	1	5	Inf	0	Inf
2	3	0	1	5	Inf	0	Inf
2	4	-1	1	5	Inf	0	Inf
3	0	4	1	5	Inf	0	Inf
3	1	3	1	5	16	0	16
3	2	2	1	5	Inf	0	Inf
3	3	1	1	5	Inf	0	Inf
3	4	0	1	5	Inf	0	Inf

Todas as decisões que levaram o sistema a algum ponto infactível ou diferente do estágio final, t = 6, diferente de 3 UV, foram admitidas com infactíveis. Com isso podemos obter as tabela dinâmica de decisões para o estágio t = 5.

Tabela 3 – Tabela Dinâmica Final (t = 5).

UV_5	UP_5	UV_6	$F_5(X_5)$ Total
0	Inf	3	Inf
1	Inf	3	Inf
2	0	3	25
3	1	3	16

A Tabela 3 deve ser considerada durante a montagem da próxima tabela, com t = 4. Devem ser somados os custos futuros, $F_5(x_5)$, associados às decisões. A seguir são mostradas as tabelas para o mês 4:

Tabela 4 – Tabela Dinâmica Completa (t = 4).

UV_4	UP_4	UV_5	y_4	D_4	$F_4(x_4)$ Imediato	$F_4(x_4)$ Futuro	$F_4(x_4)$ Total
0	0	3	3	1	1	16	17
0	1	2	3	1	0	25	25
0	2	1	3	1	1	Inf	Inf
0	3	0	3	1	4	Inf	Inf
0	4	-1	3	1	9	Inf	Inf
1	0	4	3	1	1	Inf	Inf
1	1	3	3	1	0	16	16
1	2	2	3	1	1	25	26
1	3	1	3	1	4	Inf	Inf
1	4	0	3	1	9	Inf	Inf
2	0	5	3	1	1	Inf	Inf
2	1	4	3	1	0	Inf	Inf
2	2	3	3	1	1	16	17
2	3	2	3	1	4	25	29
2	4	1	3	1	9	Inf	Inf
3	0	6	3	1	1	Inf	Inf
3	1	5	3	1	0	Inf	Inf
3	2	4	3	1	1	Inf	Inf
3	3	3	3	1	4	16	20
3	4	2	3	1	9	25	34

As decisões associadas a um volume no estágio 5, diferente de 2 ou 3 unidades de volume foram infactibilizadas. Isto foi devido ao fato da resposta da Tabela 3 que garante atendimento a condição final de volume apenas quando o volume armazenado no estágio 5 é de 3 UV ou 2 UV. A seguir é mostrada a tabela dinâmica final para t = 4.

Tabela 5 – Tabela Dinâmica Final (t = 4).

UV_4	UP_4	UV_5	$F_4(X_4)$ Total
0	0	3	17
1	1	3	16
2	2	3	17
3	3	3	20

O processo repetitivo de montagem das tabelas dinâmicas deve se repetir até o mês inicial, t = 1. As tabelas dinâmicas completas contem todas as decisões possíveis frente a todos os possíveis armazenamentos no reservatório. Já as tabelas dinâmicas finais mensais contem as decisões que devem ser tomadas de acordo com cada variável de estado, armazenamento no reservatório.

Quando se atinge o ultimo estágio, com a forma backward, t = 1, os custos futuros associados contem, de acordo com o nível de armazenamento do reservatório, a resposta ótima da operação do sistema atrelada a uma condição de armazenamento final. Neste exemplo, especificamente, o volume inicial também foi fixado em 3 UV. Com isso, todas as operações que se iniciavam em um volume armazenado diferente foram infactibilizadas. A seguir é mostrada a tabela de decisão para o ultimo estágio, com t = 1:

Tabela 6 – Tabela Dinâmica Completa (t = 1).

UV_1	UP_1	UV_2	y_1	D_1	$F_1(x_1)$ Imediato	$F_1(x_1)$ Futuro	$F_1(x_1)$ Total
0	0	2	2	4	Inf	26	Inf
0	1	1	2	4	Inf	33	Inf
0	2	0	2	4	Inf	42	Inf
0	3	-1	2	4	Inf	Inf	Inf
0	4	-2	2	4	Inf	Inf	Inf
1	0	3	2	4	Inf	21	Inf
1	1	2	2	4	Inf	26	Inf
1	2	1	2	4	Inf	33	Inf
1	3	0	2	4	Inf	42	Inf
1	4	-1	2	4	Inf	Inf	Inf
2	0	4	2	4	Inf	Inf	Inf
2	1	3	2	4	Inf	21	Inf
2	2	2	2	4	Inf	26	Inf
2	3	1	2	4	Inf	33	Inf
2	4	0	2	4	Inf	42	Inf
3	0	5	2	4	16	Inf	Inf
3	1	4	2	4	9	Inf	Inf
3	2	3	2	4	4	21	25
3	3	2	2	4	1	26	27
3	4	1	2	4	0	33	33

Com todas as tabelas dinâmicas finais montadas podemos obter, então, as trajetórias ótimas de armazenamento e turbinagem. A seguir são mostradas as tabelas de decisões mensais agrupadas.

Tabela 7 – Tabelas de Decisões

UV_1	UP_1	UV_2	$F_1(x_1)$
0	Inf	Inf	Inf
1	Inf	Inf	Inf
2	Inf	Inf	Inf
3	2	3	25

UV_2	UP_2	UV_3	$F_2(x_2)$
0	1	0	42
1	2	0	33
2	3	0	26
3	4	0	21

UV_3	UP_3	UV_4	$F_3(x_3)$
0	2	1	17
1	3	1	16
2	3	2	17
3	4	2	18

UV_4	UP_4	UV_5	$F_4(x_4)$
0	0	3	17
1	1	3	16
2	2	3	17
3	3	3	20

UV_5	UP_5	UV_6	$F_5(x_5)$
0	Inf	3	Inf
1	Inf	3	Inf
2	0	3	25
3	1	3	16

A Tabela 7, mostrada acima, contem todos os dados necessários a operação da usina durante os 5 meses simulados.

A primeira coluna contém o valor do volume armazenado no reservatório no início de cada mês. Como a usina inicia sua operação com um valor de 3UV (variável de estado), devemos tomar a decisão ótima associada a este volume, no caso, 2 UP (variável de decisão). A consequência desta decisão é, devido a afluência ocorrida no mês inicial, de manter o nível do reservatório em 3 UV.

O valor armazenado final do primeiro mês deve ser, por razões óbvias, o mesmo do valor armazenado no início do segundo mês. Este valor é mostrado na terceira coluna de cada tabela de decisão. Com isso, e de forma subsequente para cada mês, definimos a operação ótima da usina.

A seguir são mostrados os gráficos com as respostas dos volumes armazenados no reservatório e com a geração hidráulica.

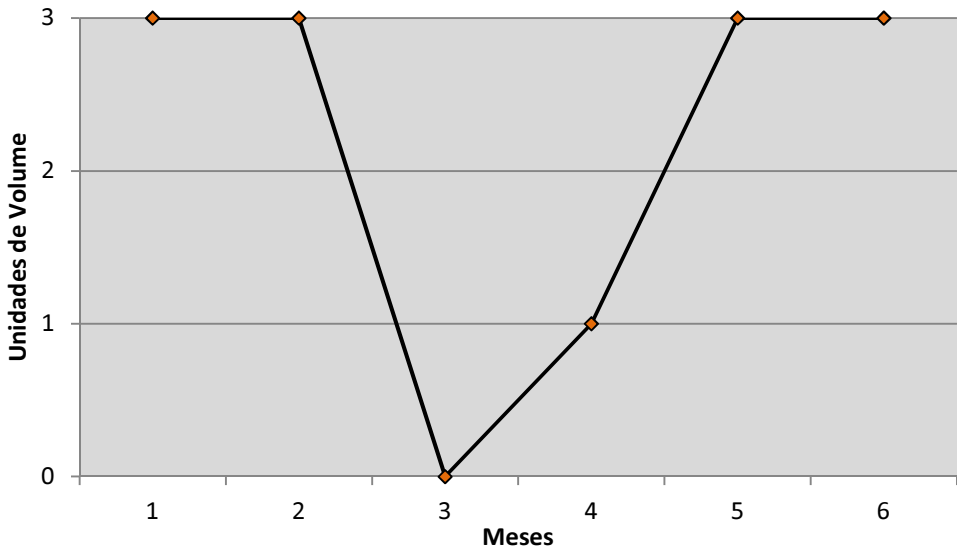


Figura 15 – Trajetória de armazenamento no reservatório.

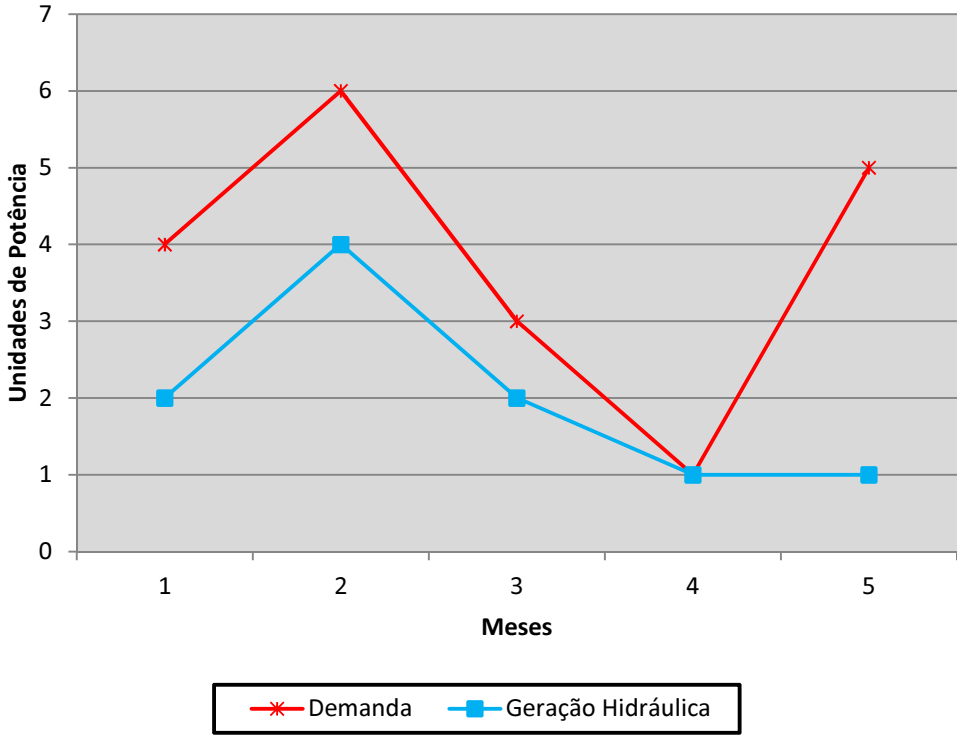


Figura 16 – Trajetória de geração hidráulica da usina.

A programação dinâmica determinística utiliza uma afluência conhecida. Com isso apenas uma decisão de turbinagem é ótima, visto que não há incerteza nos dados de afluência. Já na programação dinâmica estocástica os dados de afluência tem uma incerteza associada visto que estes dados não são conhecidos. A seguir os princípios básicos da programação dinâmica estocástica são mostrados.

3.1.3 – Programação Dinâmica Estocástica

A PDE, Programação Dinâmica Estocástica, resolve o problema da operação energética de forma similar a programação dinâmica determinística. A diferença é que na programação dinâmica estocástica as vazões são tratadas como variáveis aleatórias. Deve-se ajustar uma distribuição de probabilidades aos dados do histórico de vazões.

Neste trabalho adotou-se a distribuição log-normal de probabilidades. Com isso discretizou-se as afluências históricas em 10 pontos equidistantes entre o valor mínimo e máximo registrados em cada mês. A partir destes pontos calcularam-se as probabilidades associadas a cada um deles. As equações a seguir mostram a distribuição probabilística utilizada.

Sendo a média, μ, calculada por:

$$\mu = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N}\ln(y_n) \qquad 3.11$$

Onde N = número de amostras;

E o desvio padrão, σ, calculado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{n=1}^{N}(\ln(y_n)-\mu)^2} \qquad 3.12$$

Obtemos a função de distribuição de probabilidade da seguinte maneira:

$$f(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}.\sigma}.e^{\frac{(\ln(y)-\mu)^2}{-2.\sigma^2}} \qquad 3.13$$

Deste modo, o calculo da probabilidade associada a uma vazão, ocorrendo em certa faixa dentro dos valores previamente discretizados nas vazões mensais deve ser feito com a função de distribuição de probabilidades.

Em suma, obteve-se ao final do processo, para cada mês, 20 valores, sendo 10 deles com as afluências discretizadas entre os valores mínimos e máximos registrados e 10 deles com as probabilidades associadas a cada valor.

Como a técnica da defluência caracterizada utiliza dados de afluências a montante e dados da afluência incremental de jusante devemos, portanto, determinar as matrizes de probabilidades associadas as afluências naturais de montante e incrementais de jusante. Dessa forma, o tamanho do problema aumenta consideravelmente.

Neste trabalho, devido ao alto grau de correlação espacial entre afluências das usinas de uma cascata, utilizou-se uma aproximação para as afluências incrementais a jusante nos estudos estocásticos. Determinou-se, inicialmente, a proporção entre as afluências incrementais anuais de jusante e as afluências naturais anuais de montante.

Com isso, cada valor de afluência de montante tinha uma afluência incremental de jusante proporcional ao valor encontrado anteriormente, associados a uma probabilidade. Esta tática foi utilizada em todas as usinas, sendo que, nas usinas que não eram de cabeceira, as afluências de montante consideradas eram obtidas posteriormente a simulação de sua usina de montante. A Figura 17, mostrada a seguir, ilustra com mais clareza o esquema utilizado para simulações de cascatas.

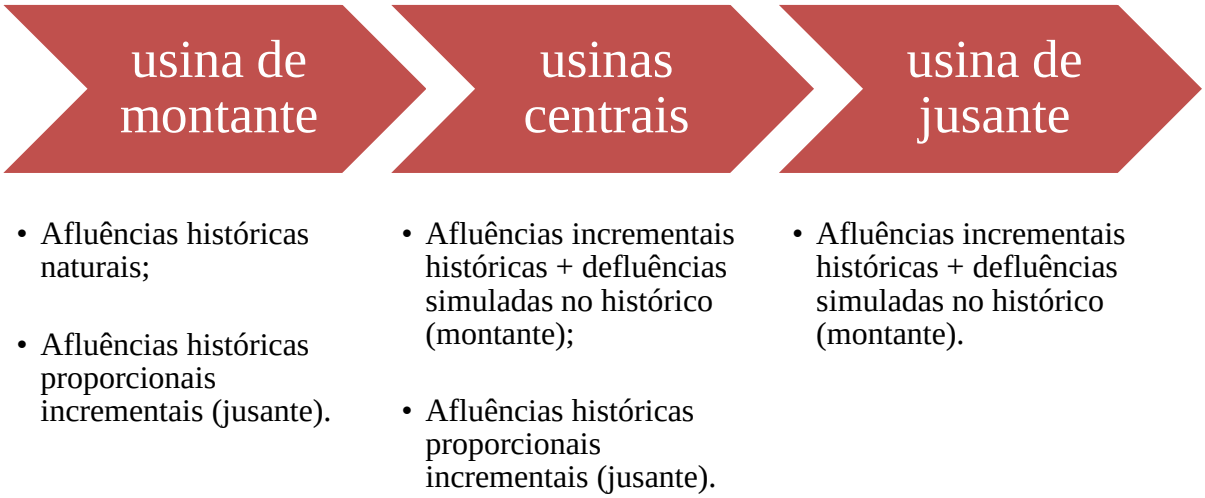


Figura 17 – Esquema da defluência caracterizada para PDE.

As usinas de jusante, por serem as ultimas a serem simuladas, não utilizam dados de jusante em suas otimizações. As usinas com operação a fio d'água passaram apenas pelo processo de simulação por não terem capacidade de regulação. Dessa forma, em cada usina, foram criadas as tabelas de volume x decisão e simuladas no histórico completo, entre 1931 e 2008.

3.2 – Programação Quadrática Sequencial

Um dos métodos mais efetivos utilizados em otimizações com restrições não lineares é a programação quadrática seqüencial. A otimização de sistemas hidrotérmicos é um problema com função objetivo e restrições não lineares (Rosenthal, 1981; Carvalho e Soares, 1987; Lyra e Tavares, 1988; Oliveira e Soares, 1995; Ponnambalam, 2002; Christoforidis et. al., 1996; Medina et. al., 1999). Estes sistemas podem ser resolvidos com o método da programação quadrática seqüencial, garantindo alta eficiência na obtenção da solução [Antoniou e Lu, 2007; Nocedal e Wright, 2006].

A seguir será feita uma breve descrição do método. O algoritmo utilizado não foi implementado e os resultados foram obtidos com o software *Matlab*. Foi utilizada a toolbox de otimização e a função utilizada foi a *fmincon*.

O objetivo da otimização feita com o método da programação quadrática sequencial foi obter uma resposta ótima do sistema simulado. Os resultados obtidos com a programação quadrática sequencial foram admitidos como os melhores absolutos para as otimizações determinísticas. Com isso garantiram-se comparações justas e honestas entre os métodos e técnicas desenvolvidas.

3.2.1 – Elementos básicos da Programação Quadrática Sequencial

O problema considerado para os sistemas hidrotérmicos é da seguinte forma:

$$\min f(r) \qquad 3.14$$

$$\text{Sujeito a:} \quad c_i(r) = 0 \qquad \text{Para } i = 1,2,...p \qquad 3.15$$

Onde *f(x)* e $c_i(x)$ são funções contínuas com derivadas parciais segundas contínuas.

Admitindo-se a função Lagrangiana como:

$$L(r,\lambda) = f(r) - \lambda^T c(r) \qquad 3.16$$

Denotando-se a matriz jacobiana das restrições por:

$$A(r)^T = \left[\nabla c_1(r), \nabla c_2(r), ..., \nabla c_m(r)\right] \qquad 3.17$$

As condições de primeira ordem (KKT) das equações de restrições podem ser escritas como um sistema de *n* + *m* equações em *n* + *m* variáveis, com *x* e λ desconhecidos como:

$$F(r,\lambda) = \begin{bmatrix} \nabla f(r) - A(r)^T \lambda \\ c(r) \end{bmatrix} = 0 \qquad 3.18$$

Qualquer solução (x*, λ*) das equações de restrições com a matriz A(x*) com elementos não nulos satisfaz o problema. O Jacobiano de 3.16 é dado por:

$$F'(r,\lambda) = \begin{bmatrix} \nabla^2_{rr} L(r,\lambda) & -A(r)^T \\ A(r) & 0 \end{bmatrix} \qquad 3.19$$

O passo de Newton para a iteração (x_k, λ_k) é dado por:

$$\begin{bmatrix} r_{k+1} \\ \lambda_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_k \\ \lambda_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} p_k \\ p_\lambda \end{bmatrix} \qquad 3.20$$

E os valores de p_k e p_λ que resolvem o sistema de Newton-KKT são:

$$\begin{bmatrix} \nabla^2_{rr} L_k & -A_k^T \\ A_k & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_k \\ p_\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla f_k + A_k^T \lambda_k \\ -c_k \end{bmatrix} \qquad 3.21$$

A iteração de Newton é definida quando a matriz de KKT é não singular. Duas considerações devem ser feitas, portanto, para que o método da programação quadrática sequencial possa ser aplicado:

- A matriz jacobiana das restrições, A(r), deve ser um vetor não nulo.
- A matriz $\nabla^2_{rr} L(r,\lambda)$ deve ser positiva definida.

A primeira consideração é referente a independência linear entre as restrições. A segunda consideração assegura que para qualquer (r, λ) é próximo do ótimo (r^*, λ^*) e a condição suficiente de segunda ordem é satisfeita. Com isso, a iteração de Newton é demonstrada como quadraticamente convergente (Nocedal, 2006).

Satisfazendo as condições descritas acima, podemos então aplicar o método da programação quadrática sequencial.

3.2.2 – Programação Quadrática Sequencial – Modelagem

O modelo a ser adotado na solução de problemas com a programação quadrática sequencial é da seguinte forma:

$$\text{Min}_{\,p} \quad f_k + \nabla f_k^T p + \frac{1}{2} p^T \nabla_{rr}^2 L_k p \qquad 3.22$$

$$\text{Sujeito a:} \quad A_k p + c_k = 0 \qquad 3.23$$

Considerando o problema descrito em 3.14 e 3.15, obtemos a única solução (p_k,l_k) que satisfaz:

$$\nabla_{rr}^2 L_k p_k + \nabla f_k - A_k^T l_k = 0 \qquad 3.24$$

$$A_k p_k + c_k = 0 \qquad 3.25$$

Os vetores pk e lk são identificados como a solução das equações de Newton (3.11). Podemos então, com um arranjo matemático obter:

$$\begin{bmatrix} \nabla_{rr}^2 L_k & -A_k^T \\ A_k & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_k \\ \lambda_{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla f_k \\ -c_k \end{bmatrix} \qquad 3.26$$

A nova iteração (r_{k+1}, λ_{k+1}) pode, portanto, ser definida como a solução da programação quadrática ou método iterativo de Newton (3.20 e 3.21), aplicados nas condições de otimalidade do problema. Ambos os métodos são úteis. O método de Newton facilita a análise enquanto a programação quadrática sequencial é mais prático e utilizável no caso de restrições com inequações.

3.2.3 – Programação Quadrática Sequencial – Algoritmo

Escolhendo um valor inicial para (r_0, λ_0), devemos alocar k com um valor inicial nulo. A partir disso devemos, repetidamente:

Avaliar:

$$\left\langle \begin{array}{l} f_k \\ \nabla f_k \\ \nabla^2_{rr} L_k \\ c_k \\ A_k \end{array} \right\rangle$$

Resolver: 3.20 e 3.21, obtendo assim p_k e l_k

Atualizar:

$$r_{k+1} \longleftarrow r_k + p_k$$

$$\lambda_{k+1} \longleftarrow l_k$$

O processo iterativo deve-se repetir até que alguma condição pré-estabelecida seja satisfeita. Esta condição, na maioria dos casos, é a variação do valor da função objetivo.

Capítulo 4

Resultados

O objetivo deste capítulo é analisar os resultados determinísticos e estocásticos obtidos com o método da defluência caracterizada quando comparados aos resultados das otimizações tradicionais, considerando o sistema por completo.

No intuito de se fazer uma validação dos resultados obtidos foram executados testes em três cascatas compostas por usinas hidrelétricas brasileiras, localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Norte. Nas cascatas simuladas utilizaram-se os dados de todas as usinas em operação na cascata em 2010, incluindo usinas com pequena capacidade de geração e usinas com operação a fio d'água.

Foram executados os teste, no período entre 1931 e 2008, em três diferentes combinações de cascatas. Foram simuladas e comparadas cinco diferentes técnicas de operação, descritas a seguir:

- OTM-PQS - Otimização completa com a programação quadrática sequencial. O sistema é modelado em uma única matriz. A sua função objetivo é uma única função com a complementação térmica de toda a cascata.

- DFC-PDD – Otimização com a programação dinâmica determinística utilizando a técnica da defluência caracterizada. O sistema é otimizado por usina, com a função objetivo modificada, como definido na seção 3.1.

- IND-PDD – Otimização com a programação dinâmica determinística utilizando a técnica individualizada. O sistema é otimizado por usina, com a função objetivo individual, resultante, apenas, da complementação térmica individual.

- DFC-PDE – Otimização com a programação dinâmica estocástica utilizando a técnica da defluência caracterizada. O sistema é otimizado por usina, com a função objetivo modificada, como definido na seção 3.1.3.

- DFC-PDM – Otimização com a programação dinâmica média utilizando a técnica da defluência caracterizada. O sistema é otimizado por usina, com a função objetivo modificada, como definido na seção 3.1.3 mas utilizando a MLT como afluência na criação de decisões.

- FDA – Simulação do sistema operando sem volume útil. O volume é mantido em sua capacidade máxima durante todo o período de simulação.

Os resultados, mostrados a seguir, são referentes às três combinações de cascatas executadas neste trabalho. As demandas foram consideradas como sendo a soma das potências nominais instaladas de cada usina hidrelétrica. Os dados de afluências utilizados nas simulações foram obtidos do site da ONS.

4.1 – *Software* desenvolvido

Para obtenção e comparação de resultados foi construído um software de simulação no ambiente do próprio Matlab. Com o uso do software as simulações puderam ser feitas de forma mais rápida e organizada. O *software* desenvolvido contém todas as usinas de cada cascata em seu banco de dados. Além disso, qualquer combinação entre elas também é permitida. A Figura 18, a seguir, mostra a tela principal do *software*.

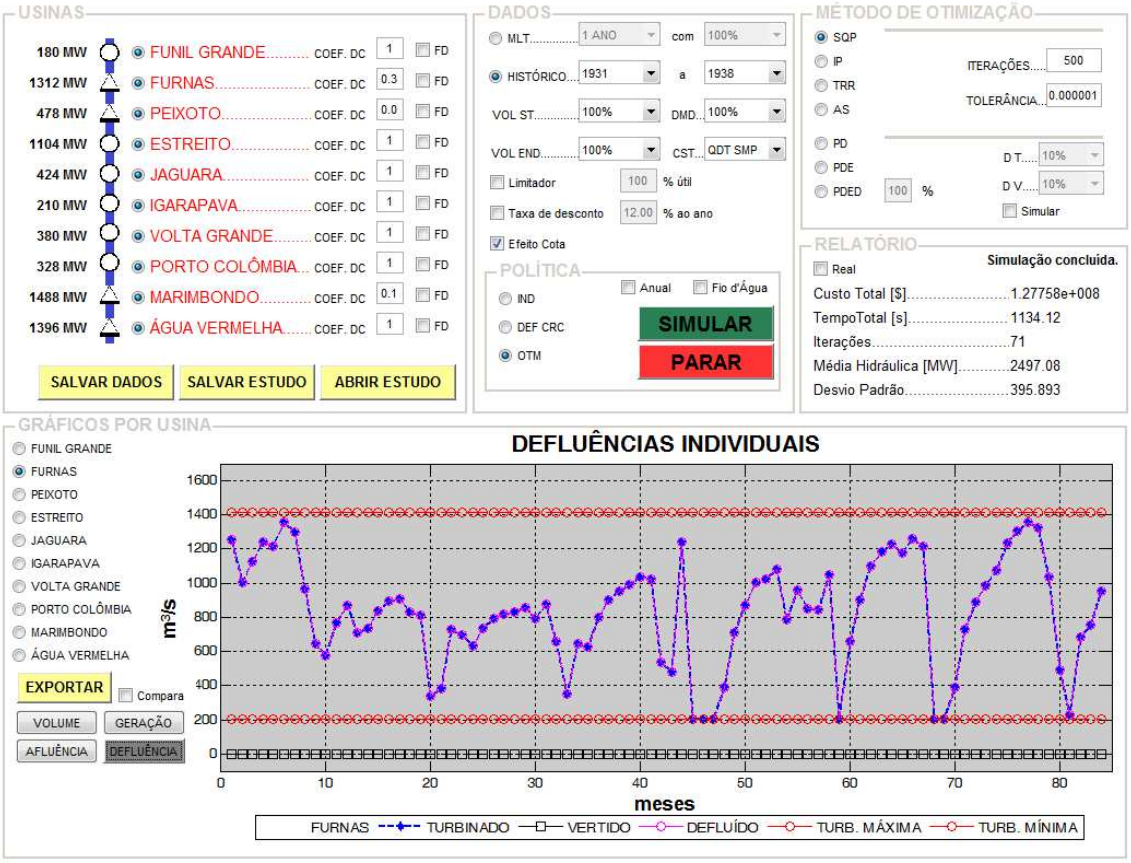


Figura 18 – *Software* desenvolvido.

O *software* desenvolvido permite ao usuário:

- Seleção da combinação desejada de usinas;
- Operação à fio d'água para uma usina especifica;
- Variação do coeficiente β para a otimização com a técnica da defluência caracterizada;
- Salvamento e abertura de estudos executados;
- Simulação com afluências médias e históricas;
- Variações no volume inicial, final, demanda e tipo de função objetivo;
- Variação do volume útil;

- Inclusão e variação da taxa de desconto;
- Inclusão do efeito cota;
- Variações no tipo de política (Fio d'água, Individualizada, Defluência Caracterizada e Otimizado por Completo);
- 7 possíveis métodos de solução, sendo eles: (Programação Quadrática Seqüencial, Pontos Interiores, *Trust Region Reflective*, *Active Set*, Programação Dinâmica Determinística, Programação Dinâmica Estocástica e Programação Dinâmica Média.

Os resultados gráficos podem ser analisados individualmente, na aba inferior. Além disso, os resultados de médias e desvios padrões da geração hidráulica, o tempo de simulação, o número de iterações e o custo total da operação são mostrados na aba relatório.

O *software* também permite a análise comparativa dos aspectos operacionais das usinas simuladas. O botão *compara* permite ao usuário a execução e comparação de duas simulações distintas, oferecendo, posteriormente, gráficos das trajetórias operacionais requeridas.

Para os estudos realizados neste trabalho o *software* foi modificado em sua estrutura de entrada de dados (quadrante usinas) para que fosse utilizado em outras cascatas, mantendo todos os outros detalhes.

Os resultados das simulações efetuadas nas três cascatas foram divididos em duas partes, sendo elas, determinística e estocástica. Foi simulado, tanto nas análises determinísticas quanto nas análises estocásticas, o período histórico completo disponível, compreendido entre maio de 1931 e abril de 2008. Ao final da apresentação dos dois resultados uma análise comparativa generalizada é mostrada.

4.2 – Resultados – Rio Iguaçu

Nesta seção são mostrados os resultados da primeira combinação de usinas. Foram simuladas as usinas de Foz do Areia, Segredo, Salto Santiago, Salto Osório e Governador José Richa, em cascata no Rio Iguaçu e localizadas na Região Sul. A figura a seguir mostra as afluências médias mensais das usinas da cascata.

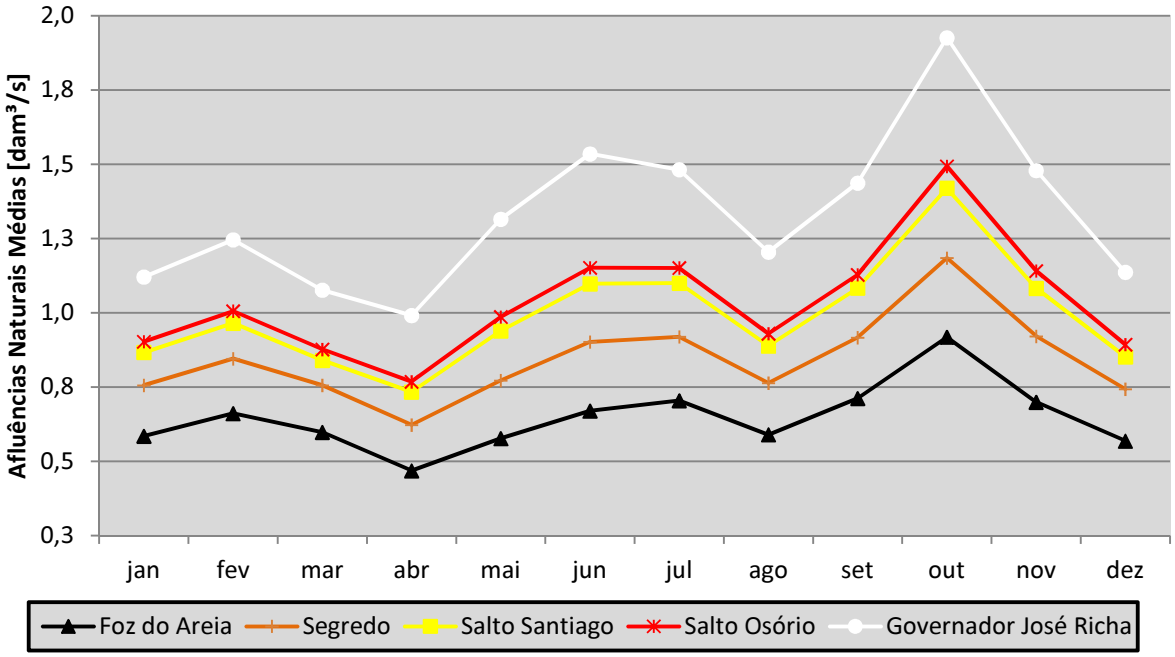


Figura 19 – Afluências naturais médias mensais das usinas da cascata do Rio Iguaçu.

As informações contidas na Figura 19 mostram as médias mensais de afluências. Os coeficientes de correlação espacial entre cada usina e sua respectiva jusante foram todos superiores a 0,98. Com isso pode-se perceber a homogeneidade hidrológica da cascata. A Tabela 8, mostrada abaixo, mostra os principais dados físicos construtivos e operacionais desta cascata.

Tabela 8 – Principais dados das usinas da cascata do Rio Iguaçu

Usina Hidrelétrica	Potência Nominal Instalada [MW]	Volume Armazenável min/max [hm³]	Volume Turbinável min/max [m³/s]	β
Foz do Areia	1676	1974/5779 (R)	80/1245	7,4
Segredo	1260	2562/2950 (R)	94/1192	0,0
Salto Santiago	1420	2662/6775 (R)	116/1487	0,7
Salto Osório	1078	1124/1124 (FDA)	119/1711	-
José Richa	1240	3573/3573 (FDA)	148/2036	-

Os dados contidos na tabela acima são referentes a aspectos físicos do sistema. O coeficiente β foi obtido através da geração hidrelétrica média de cada usina. Os coeficientes foram fixados como zero em todas as usinas. A partir disto, e começando pela usina mais a

montante, foram sendo gradativamente aumentados até que um valor próximo a geração hidrelétrica média otimizada fosse alcançado.

4.2.1 – Rio Iguaçu – Determinístico

Nesta etapa foram executados estudos determinísticos na cascata do Rio Iguaçu. As simulações efetuadas continham 77 anos, entre maio de 1931 e abril de 2008. No entanto, por simplicidade, são mostrados a seguir os resultados dos volumes armazenados obtidos para a usina mais a montante da cascata, Foz do Areia, entre os anos de 1970 e 1980. São também apresentados os resultados gráficos das gerações hidrelétricas da cascata para o mesmo período, entre 1970 e 1980.

As análises comparativas, referentes a todo o histórico simulado, são mostradas na ultima parte, na seção 4.2.3. A seguir é mostrada a figura com os volumes armazenados na usina de Foz de Areia entre os anos de 1970 e 1980.

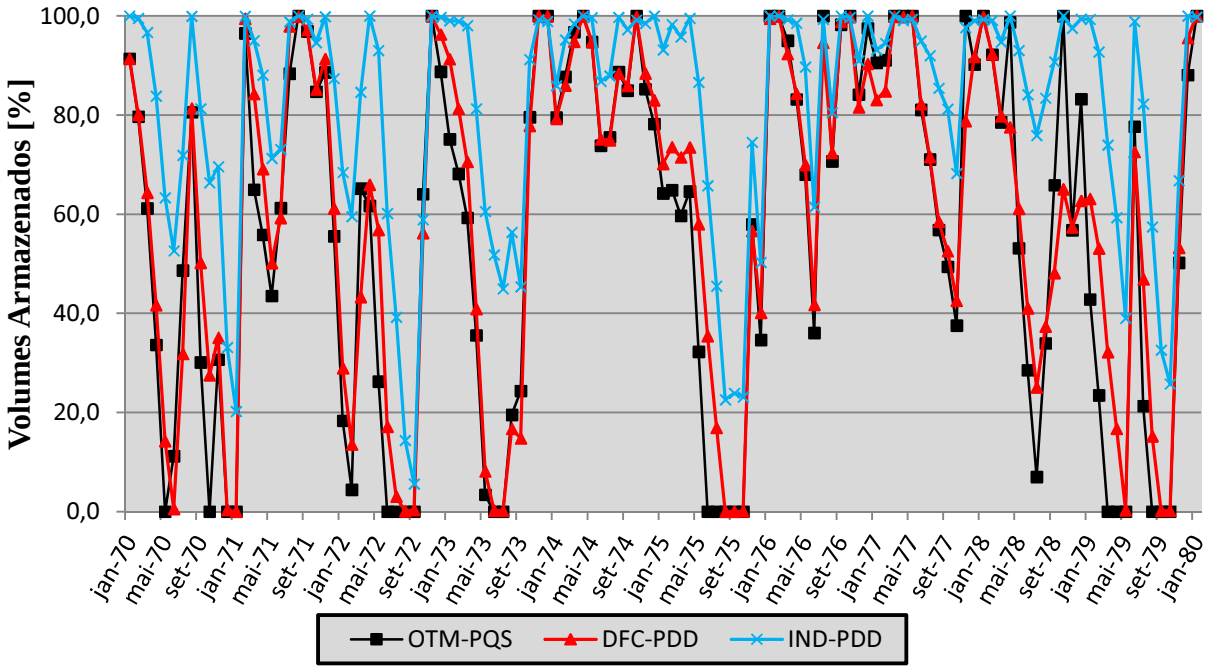


Figura 20 – Volumes Armazenados entre 1970 e 1980 na usina de Foz do Areia.

É interessante notar, na Figura 20, a grande aderência entre os resultados OTM-PQS e DFC-PDD. Em ambos os gráficos as trajetórias OTM-PQS e DFC-PDD são muito próximas. Já as trajetórias IND-PDD se distanciam consideravelmente das trajetórias OTM-PQS. A

seguir é mostrada a figura com os resultados das gerações hidráulicas da cascata entre 1970 e 1980.

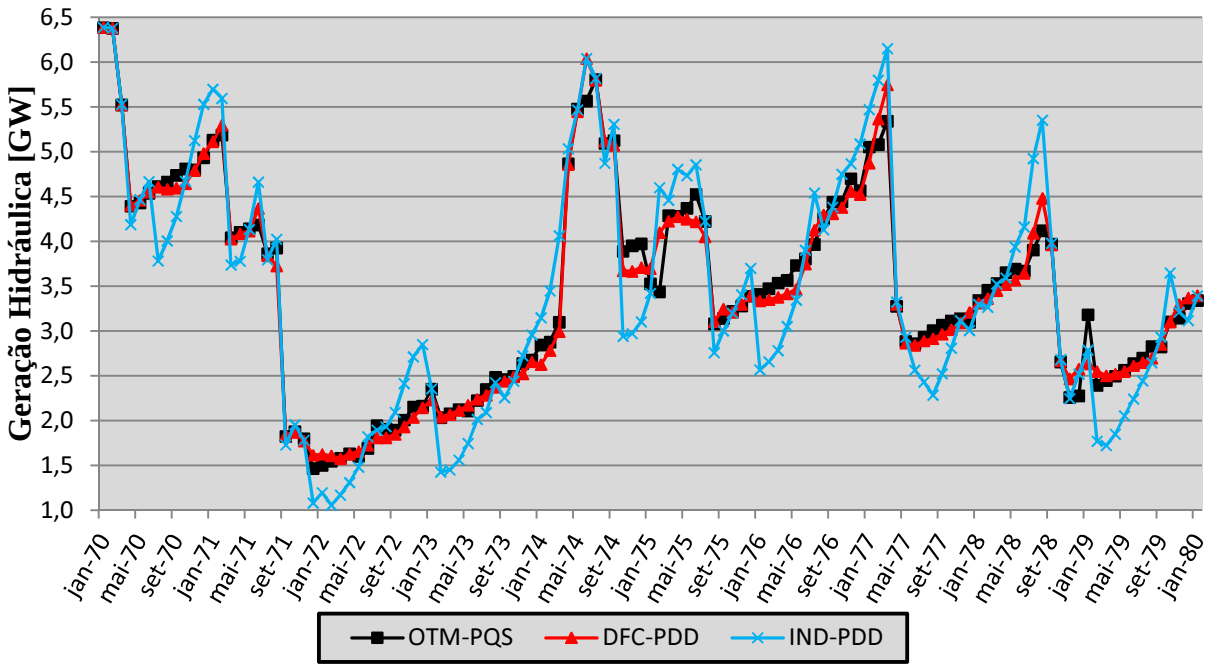


Figura 21 – Geração Hidrelétrica entre 1970 e 1980 na cascata do Rio Iguaçu.

Novamente pode ser observada a grande aderência entre as trajetórias de resultados OTM-PQS e DFC-PDD.

4.2.2 – Rio Iguaçu – Estocástico

Nesta seção são mostrados os resultados estocásticos obtidos. Foram utilizadas duas táticas, DFC-PDE e DFC-PDM, como descritas anteriormente. A Figura 22, mostrada a seguir, demonstra o grau de incerteza associado as afluências na usina de Foz do Areia.

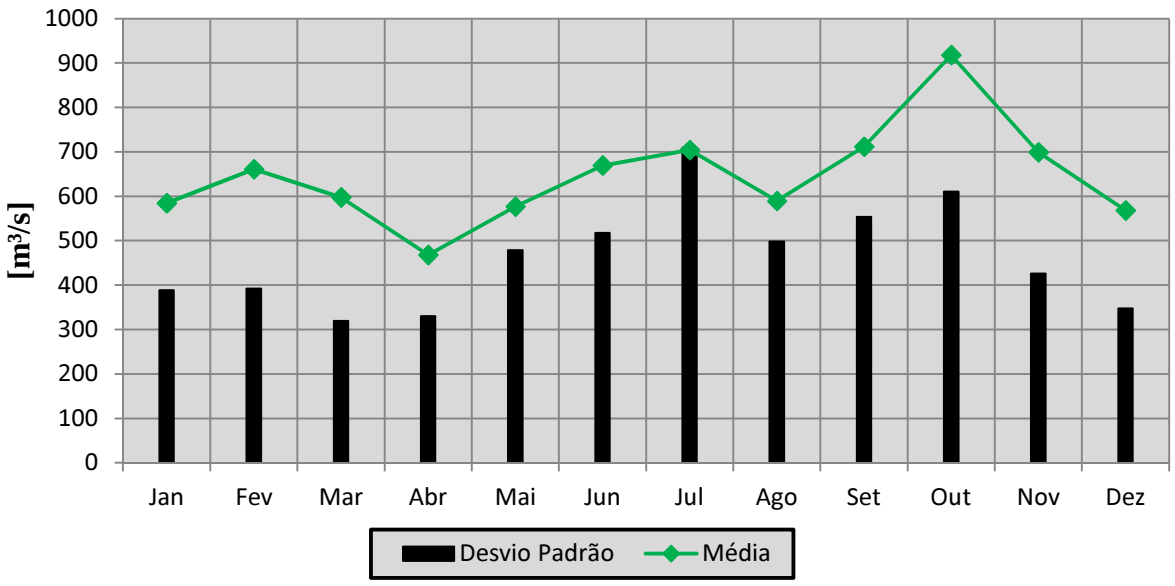


Figura 22 – Afluências médias e desvio padrão para a usina de Foz do Areia.

Um ponto interessante a ser destacado na Figura 22 é a fraca sazonalidade na afluência da usina de Foz do Areia. O maior valor de afluência média ocorre no mês de outubro. Já o menor em abril. No entanto, não temos a forte distinção entre dois períodos, chuvoso e seco, com grandes diferenças nos valores médios das afluências. A seguir é mostrada a figura com os valores estatísticos utilizados em DFC-PDE.

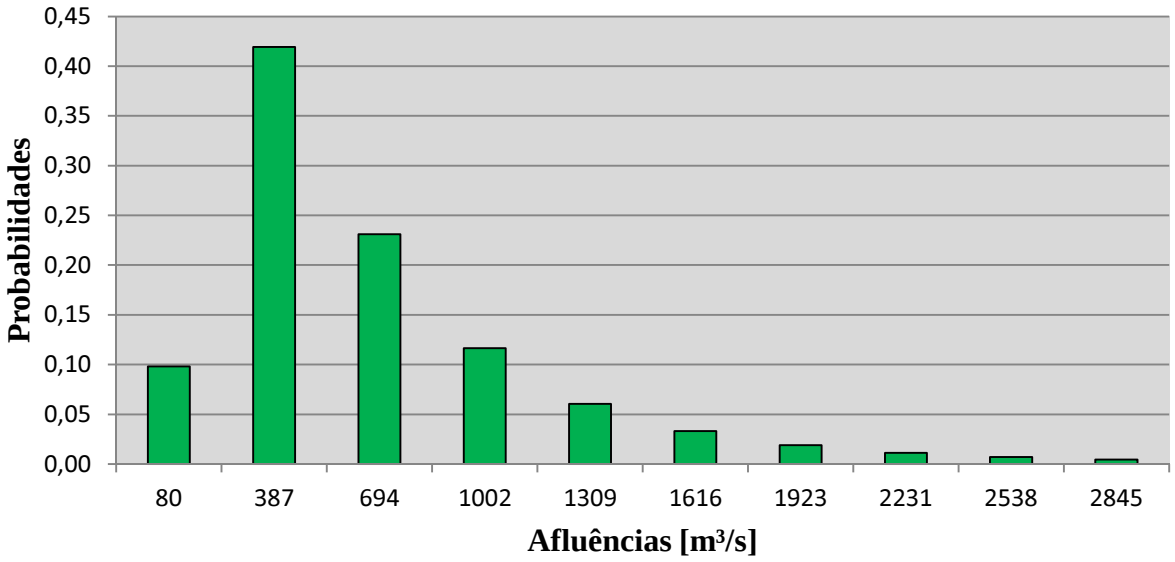


Figura 23 – Valores obtidos com a função log-normal de distribuição de probabilidade de afluências ajustada para o mês de janeiro na usina de Foz do Areia.

São mostrados, na Figura 23, as distribuições de probabilidades das afluências. Os valores médios calculados em todos os meses foram maiores que os valores mais prováveis. A seguir são mostradas as tabelas dinâmicas de decisões para o mês de janeiro encontradas para DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM.

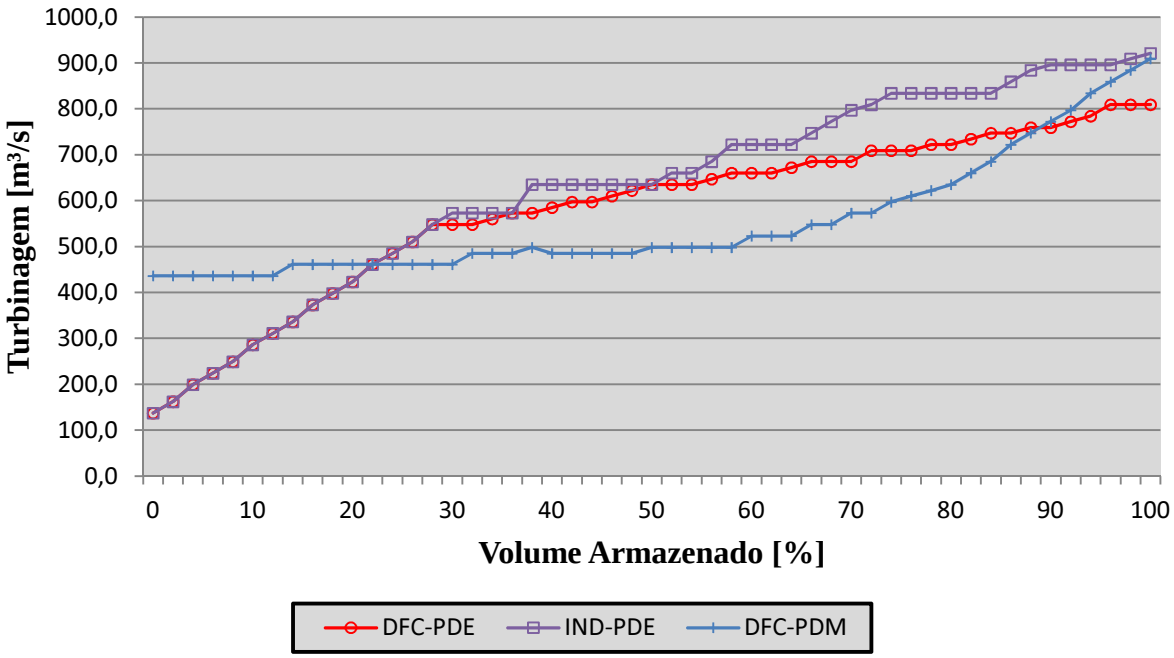


Figura 24 – Tabelas de decisões DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM para o mês de janeiro na usina de Foz do Areia.

As curvas de decisões, mostradas acima, evidenciam as diferenças entre as três abordagens. Como era de se esperar, a trajetória DFC-PDM tem um comportamento médio. Isto é explicado pelo fato do valor esperado nas afluências ter pouca variação entre os períodos úmidos e secos.

Já as trajetórias DFC-PDE e IND-PDE tem o mesmo padrão de decisões até 30% de armazenamento. A partir deste ponto as curvas se distanciam sendo que a curva IND-PDE tem uma turbinagem maior. Este fato se repete em alguns meses, no entanto, em outros esta tendência se inverte, pois as funções objetivo das duas trajetórias são diferentes, implicando, assim, em uma tomada de decisões diferente.

A seguir são mostrados os resultados das trajetórias de volumes armazenados e de gerações hidráulicas obtidos com DFC-PDE e DFC-PDM.

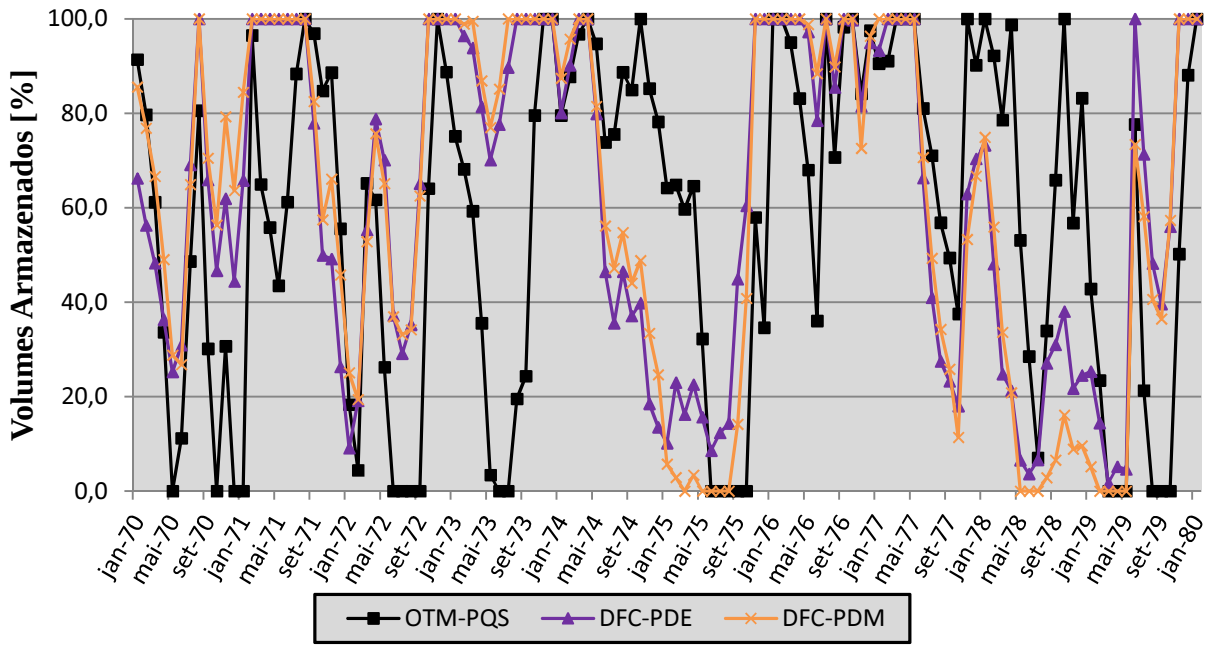


Figura 25 - Volumes Armazenados entre 1970 e 1980 na usina de Foz do Areia.

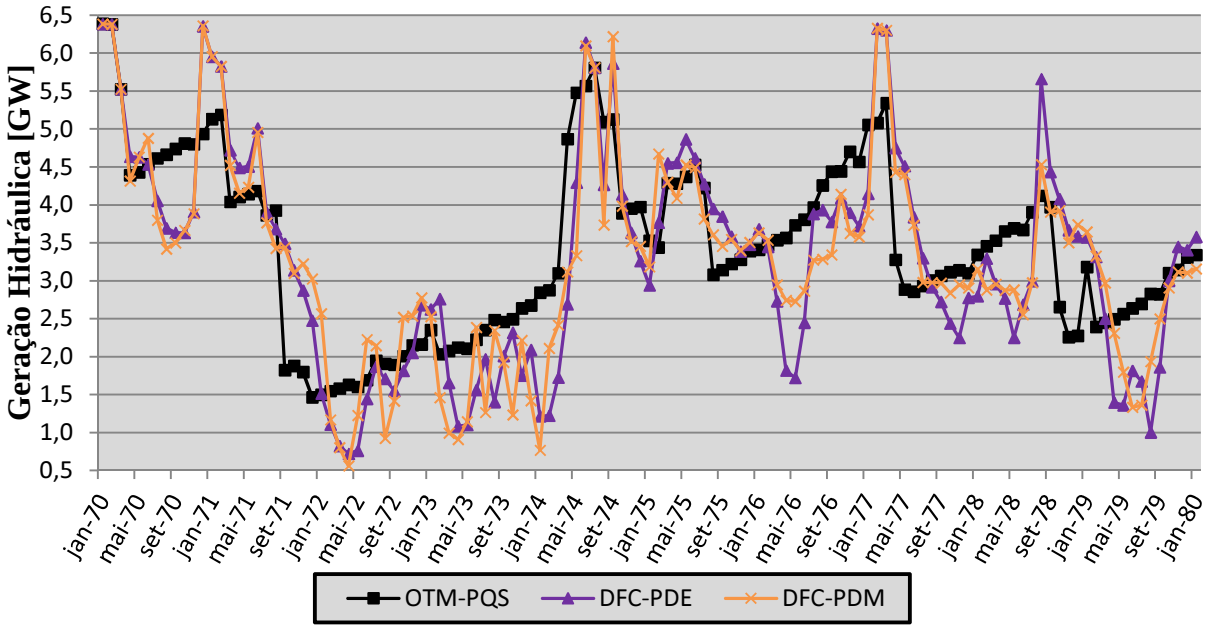


Figura 26 – Geração Hidrelétrica entre 1970 e 1980 na cascata do Rio Iguaçu.

As Figura 25 e Figura 26 mostram que, apesar de deterministicamente haver uma forte aderência entre os resultados, quando a mesma análise é feita estocasticamente uma diferença

significativa é observada. A tendência, com relação aos volumes armazenados nos reservatórios, é mantida. No entanto observa-se que, devido a estocasticidade presente no problema, alguns desvios importantes nos reservatórios e, consequentemente, na geração hidráulica ocorrem. Outra observação a ser feita é que, apesar trabalharem com estatísticas diferentes (média e distribuição log-normal), os resultados das duas operações são muito próximos.

4.2.3 – Rio Iguaçu – Análise Comparativa

Nesta seção são apresentados os resultados gerais comparativos de todo o período simulado. As figuras a seguir mostram as curvas de permanência de todas as operações efetuadas.

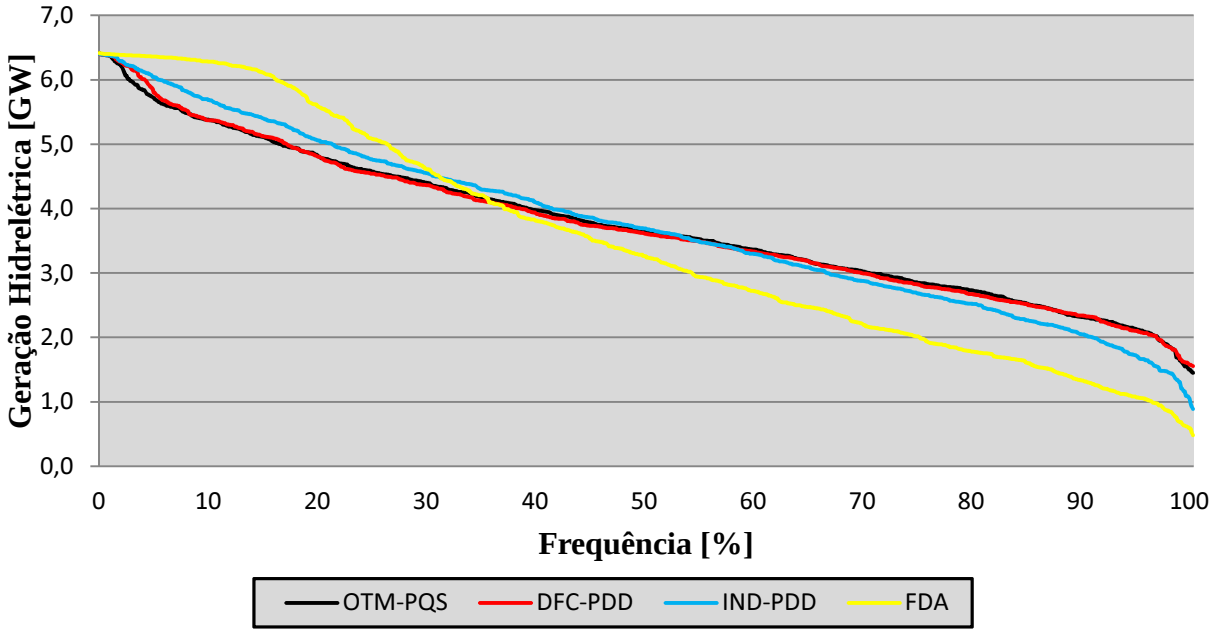


Figura 27 – Curvas de permanência determinística da geração hidráulica na cascata do Rio Iguaçu.

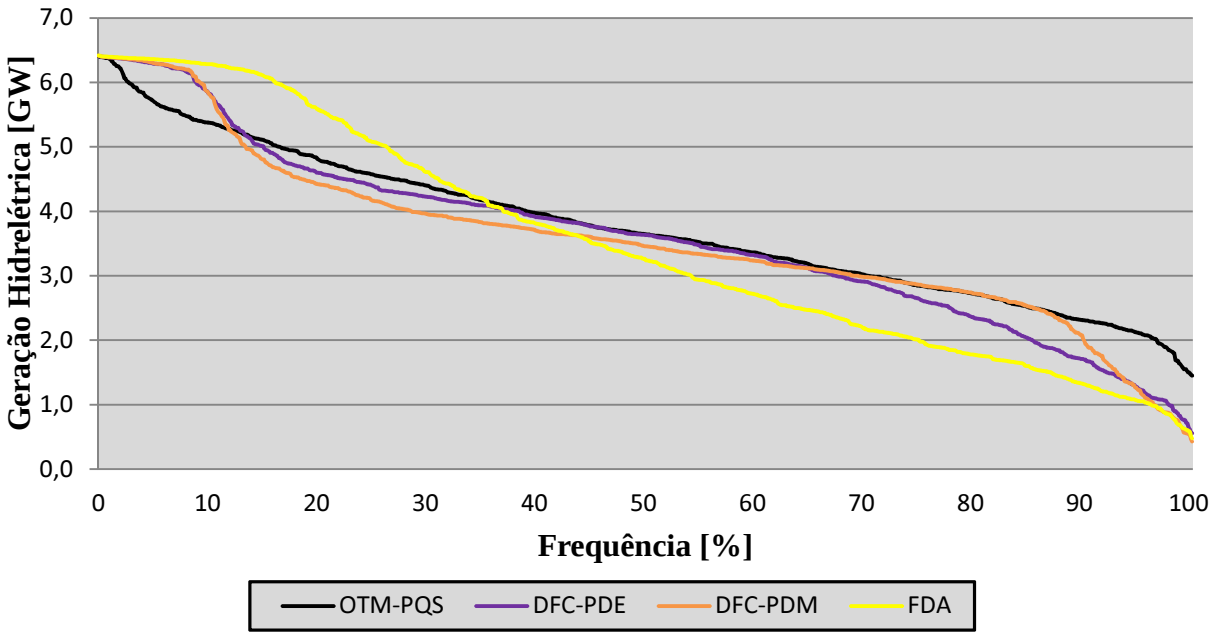


Figura 28 – Curvas de permanência estocástica da geração hidráulica na cascata do Rio Iguaçu.

Resumindo os resultados obtidos na cascata do Rio Iguaçu está a Tabela 9, mostrada abaixo.

Tabela 9 – Resultados estatísticos e comparativos da cascata do Rio Iguaçu.

Método	Custo Quadrático [10^9]	Diferença [%]	Geração Média [MW]	Diferença [%]	Geração (Desvio Padrão)	Diferença [%]
OTM-PQS	9,05		3756,67		1134,33	
DFC-PDD	9,17	**+1,31**	3741,93	**-0,39**	1152,66	**+1,62**
IND-PDD	9,52	**+5,19**	3757,27	**+0,02**	1341,30	**+18,25**
DFC-PDE	10,51	**+16,18**	3606,57	**-3,99**	1405,02	**+23,86**
DFC-PDM	10,44	**+15,37**	3581,96	**-4,65**	1320,06	**+16,37**
FDA	12,10	**+33,67**	3521,25	**-6,27**	1777,17	**+56,67**

Dois pontos chamam a atenção nos resultados obtidos na cascata do Rio Iguaçu. O primeiro é o fato da operação IND-PDD obter uma média de geração ligeiramente maior que a obtida com OTM-PQS. No entanto, devido ao maior desvio padrão, os custos foram 5,19% superiores aos custos ótimos.

O segundo ponto em destaque é a proximidade dos custos da complementação térmica obtidos com as trajetórias DFC-PDE e DFC-PDM.

4.3 – Resultados – Rio Grande

Nesta seção são mostrados os resultados da segunda combinação de usinas. Foram simuladas as usinas de Funil Grande, Furnas, Peixoto, Estreito, Jaguara, Igarapava, Volta Grande, Porto Colômbia, Marimbondo e Água Vermelha em cascata no Rio Grande e localizadas na Região Sudeste. A figura a seguir mostra as afluências médias mensais das usinas com reservatório de acumulação.

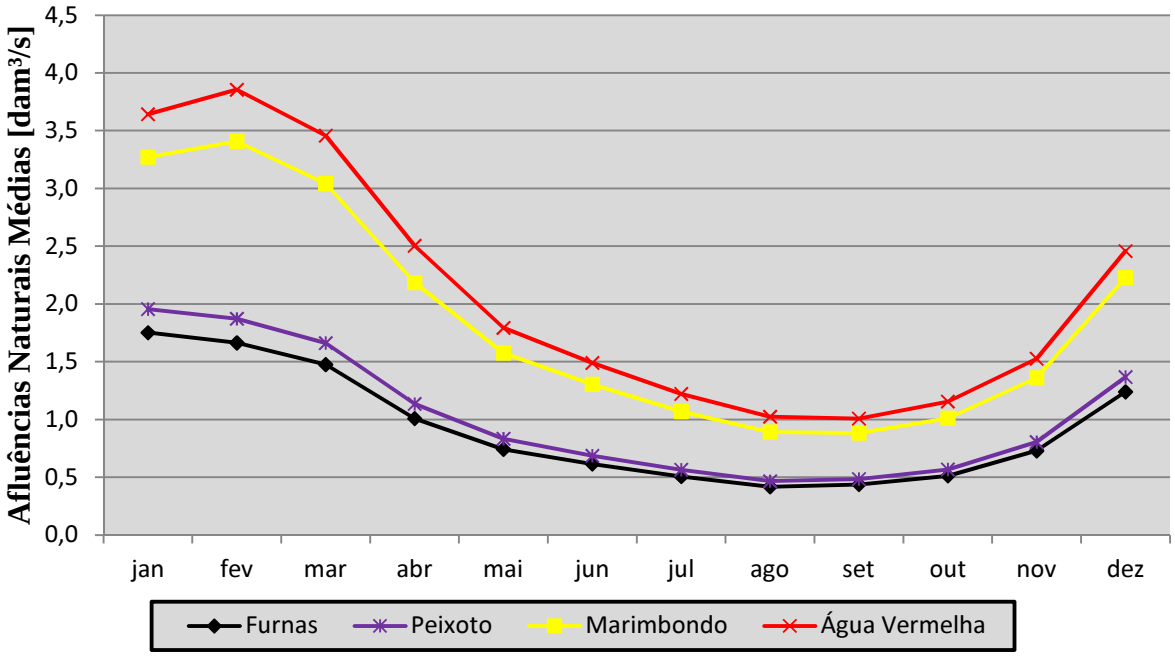


Figura 29 – Afluências naturais médias mensais das usinas com reservatório de acumulação da cascata do Rio Grande.

O alto coeficiente de correlação espacial também é notado na cascata do Rio Grande, sendo superior a 0,90 em todos os meses. Já os valores médios de afluência, diferentemente da cascata do Rio Iguaçu, possuem uma forte sazonalidade. A afluência média no mês mais úmido do período chuvoso é superior a três vezes a afluência média do mês mais seco do período seco em todas as usinas da cascata.

A Tabela 10, mostrada a seguir, mostra os principais dados físicos construtivos e operacionais desta cascata.

Tabela 10 – Principais dados das usinas da cascata do Rio Grande.

Usina Hidrelétrica	Potência Nominal Instalada [MW]	Volume Armazenável min/max [hm³]	Volume Turbinável min/max [m³/s]	β
Funil Grande	180	304/304 (FDA)	68/532	-
Furnas	1312	5733/22950 (R)	204/1416	0,3
Peixoto	478	1540/4040 (R)	225/1167	0,0
Estreito	1104	1423/1423 (FDA)	226/1758	-
Jaguara	424	450/450 (FDA)	235/995	-
Igarapava	210	480/480 (FDA)	239/1332	-
Volta Grande	380	2244/2244 (FDA)	253/1434	-
Porto Colômbia	328	1524/1524 (FDA)	245/1882	-
Marimbondo	1488	890/6150 (R)	418/2800	0.1
Água Vermelha	1396	5856/11025 (R)	484/2630	-

4.3.1 – Rio Grande – Determinístico

Nesta etapa foram executados estudos determinísticos na cascata do Rio Grande, como descritos na cascata do Rio Iguaçu. Por simplicidade, são mostrados a seguir os resultados entre os anos de 1980 e 1990. As análises comparativas, referentes a todo o histórico simulado, são mostradas na ultima parte, na seção 4.3.3. A seguir são mostradas as figuras com os volumes armazenados na usina de Furnas e as gerações hidráulicas da cascata entre os anos de 1980 e 1990.

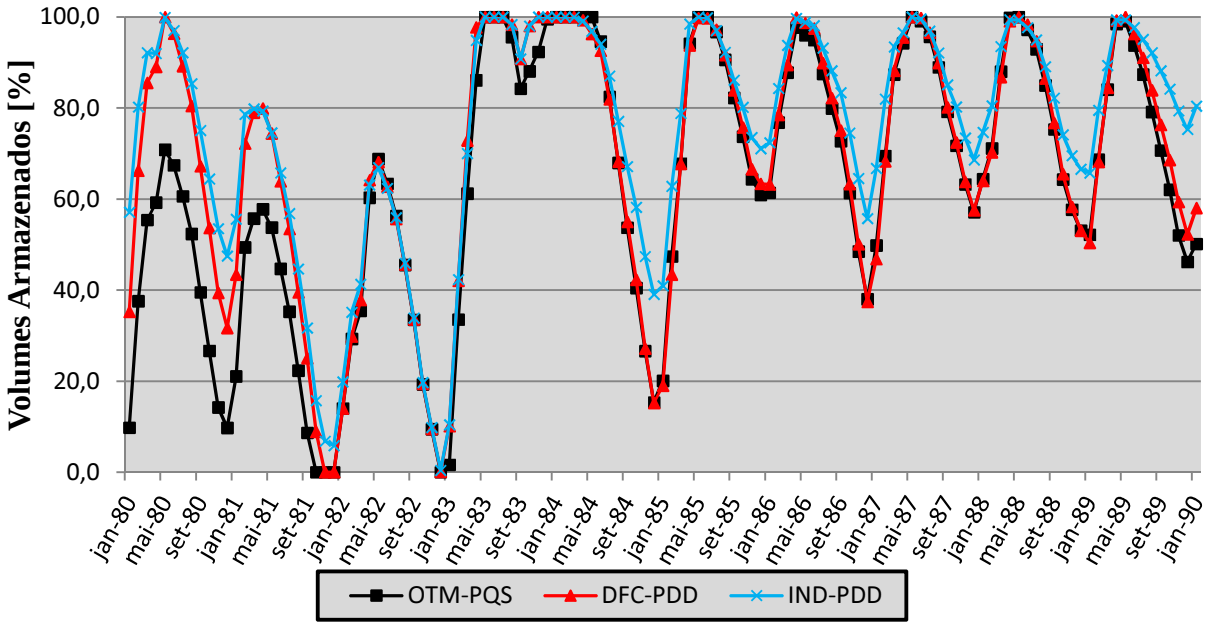


Figura 30 – Volumes Armazenados entre 1980 e 1990 na usina de Furnas.

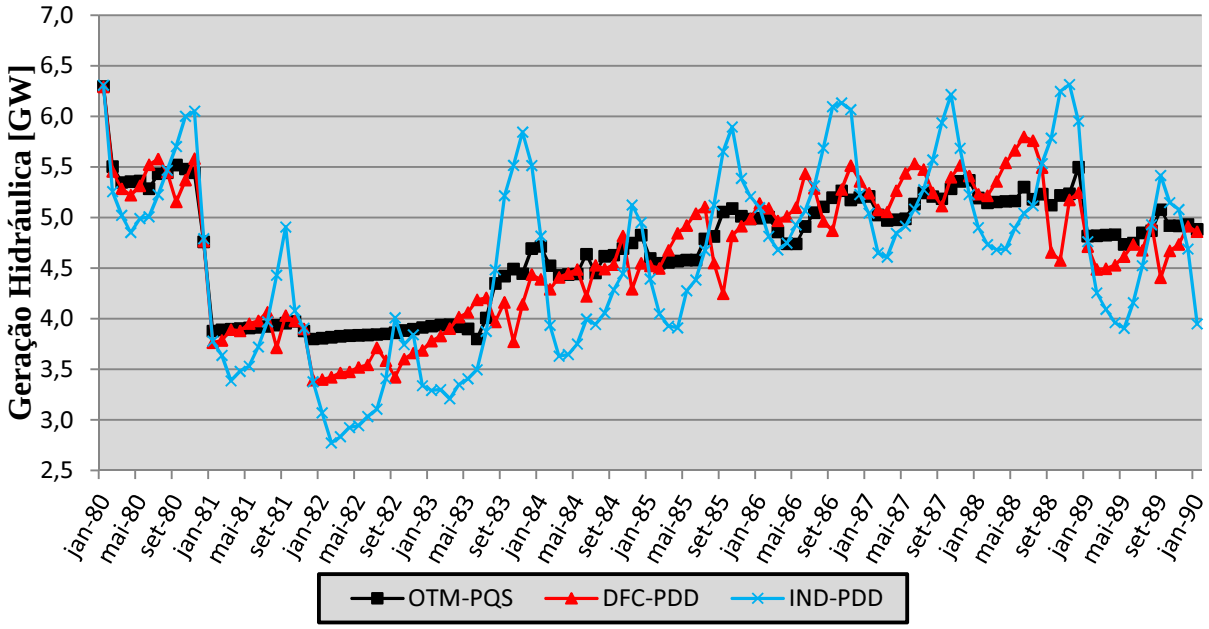


Figura 31 – Geração Hidrelétrica entre 1980 e 1990 na cascata do Rio Grande.

Neste caso a aderência entre as trajetórias de volumes armazenados na usina de Furnas foi mais efetiva nos anos finais, havendo um distanciamento nos dois primeiros anos. Este pequeno distanciamento também é notado na trajetória de geração hidrelétrica. No entanto a geração hidráulica DFC-PDD obteve resultados bem mais próximos a geração OTM-PQS e do que os obtidos pela IND-PDD. Além disso, na análise mostrada na seção 4.3.3, verifica-se a competitividade dos custos associados às decisões DFC-PDD.

4.3.2 – Rio Grande – Estocástico

A Figura 32, mostrada a seguir, demonstra o grau de incerteza associado as afluências na usina de Furnas, usina com reservatório de regulação mais a montante da cascata do Rio Grande.

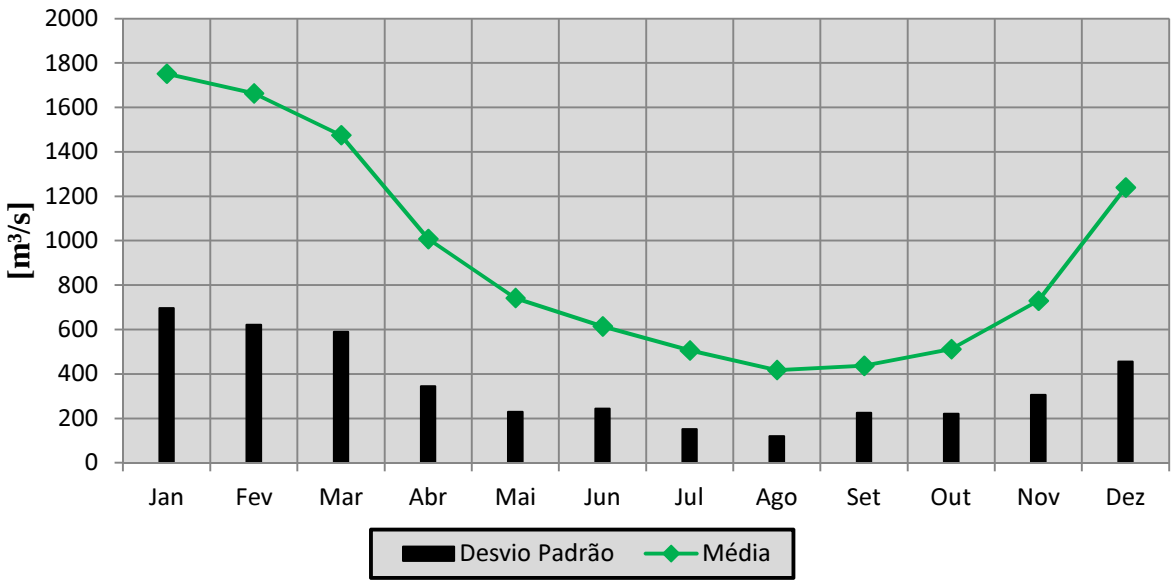


Figura 32 – Afluências médias e desvio padrão para a usina de Furnas.

Diferentemente das características observadas na usina de Foz do Areia, a usina de Furnas além de ter períodos úmidos e secos bem definidos, apresenta maiores desvios padrões nos períodos úmidos. A seguir é mostrada a figura com os valores estatísticos utilizados em DFC-PDE.

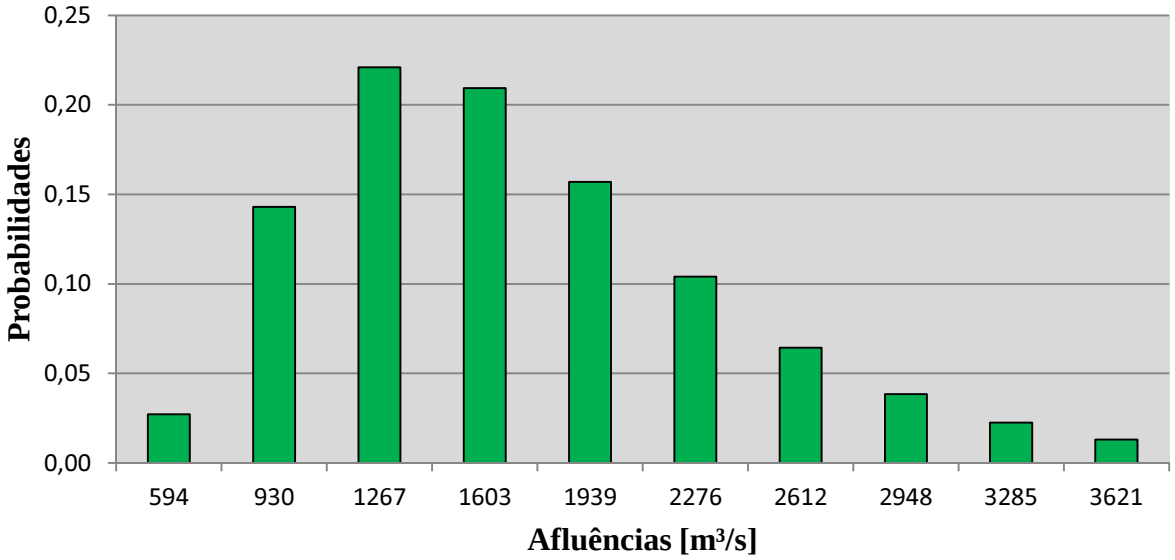


Figura 33 – Valores obtidos com a função log-normal de distribuição de probabilidade de afluências ajustada para o mês de janeiro na usina de Furnas.

A sazonalidade observada na Figura 32 é evidenciada nas distribuições de probabilidades mostradas na Figura 33. Os meses úmidos, janeiro e abril, tem distribuição bem mais abrangente, comparados aos meses secos, julho e outubro.

Os valores médios em todos os meses foram maiores que os valores estatisticamente mais prováveis. A figura a seguir mostra as tabelas de decisões das trajetórias DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM.

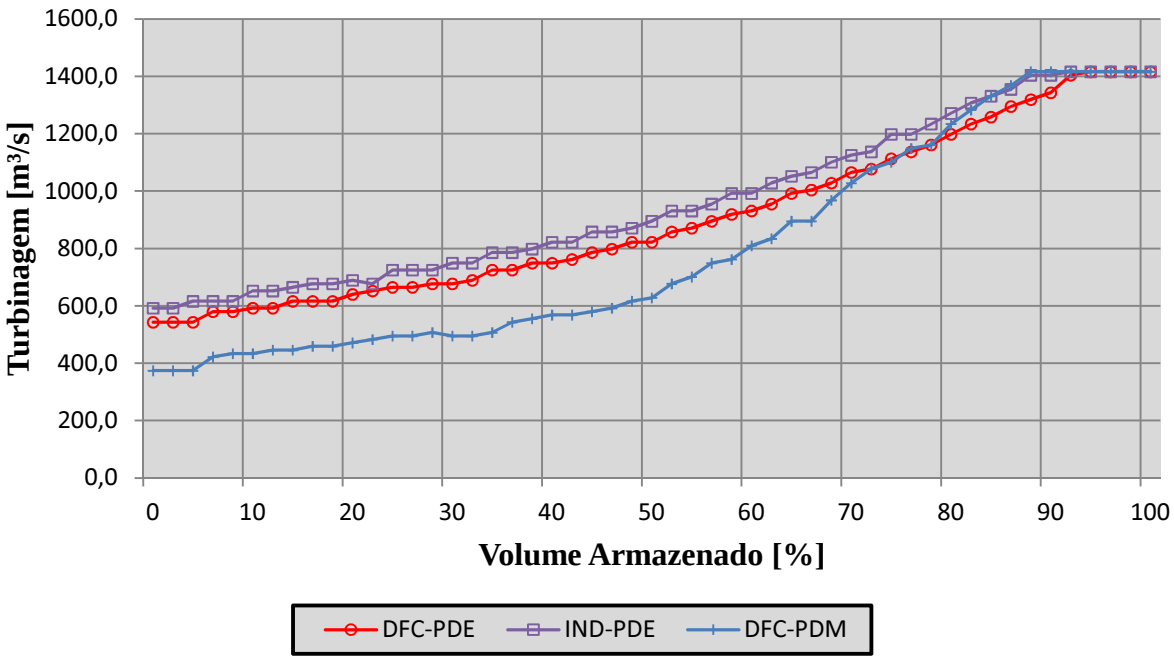


Figura 34 – Tabelas de decisões DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM para o mês de janeiro na usina de Furnas.

Devido ao comportamento “mais suave” nas afluências ocorridas na usina de Furnas as tabelas de decisões obtidas para os três métodos, DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM, foram próximas. As decisões DFC-PDE, até 90% de armazenamento, foram aproximadamente 10% menores que as decisões IND-PDE.

As decisões DFC-PDM foram menores que as decisões DFC-PDE em volumes armazenados inferiores a 70%. A partir deste valor suas decisões passaram a ser maiores que as decisões DFC-PDE e igualando-se as decisões IND-PDE. Acima de 90% de armazenamento as decisões dos três métodos foram iguais. As figuras a seguir mostram os resultados obtidos entre os anos de 1980 e 1990.

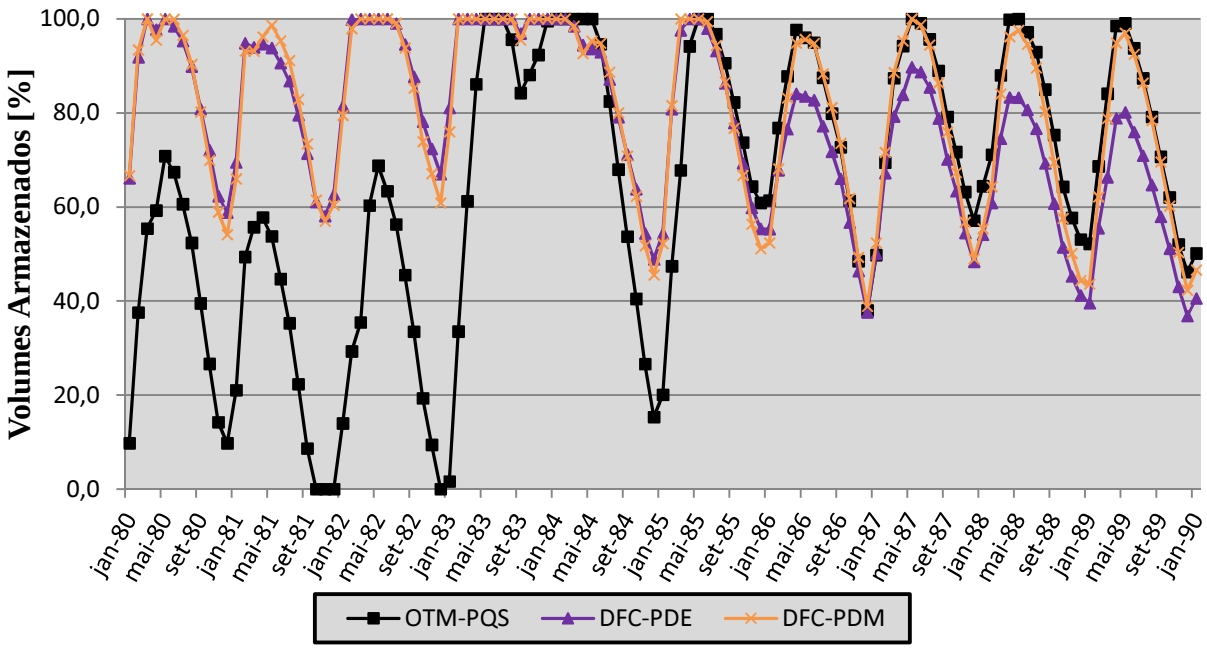


Figura 35 - Volumes Armazenados entre 1980 e 1990 na usina de Furnas.

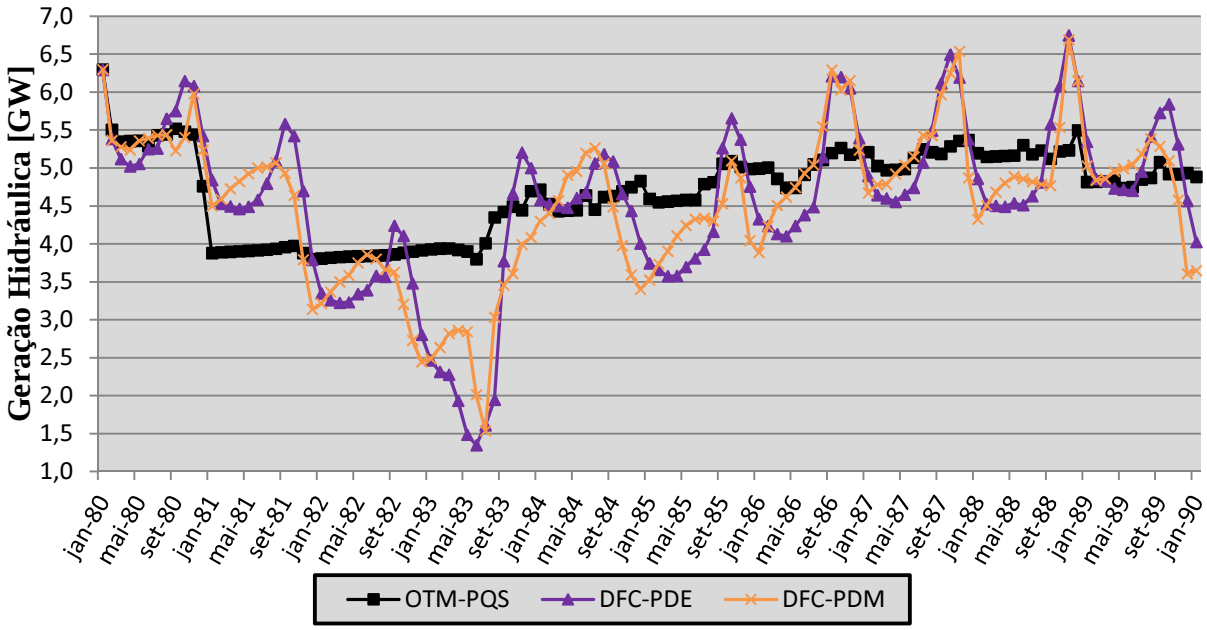


Figura 36 – Geração Hidrelétrica entre 1980 e 1990 na cascata do Rio Grande.

Aparentemente, em ambos os gráficos, as trajetórias DFC-PDE e DFC-PDM são muito próximas. Esta proximidade aparente é comprovada em todo o histórico pelas figuras e pela tabela mostradas na seção seguinte.

4.3.3 – Rio Grande – Análise Comparativa

Nesta seção são apresentados os resultados gerais comparativos de todo o período simulado. As figuras a seguir mostram as curvas de permanência das operações efetuadas.

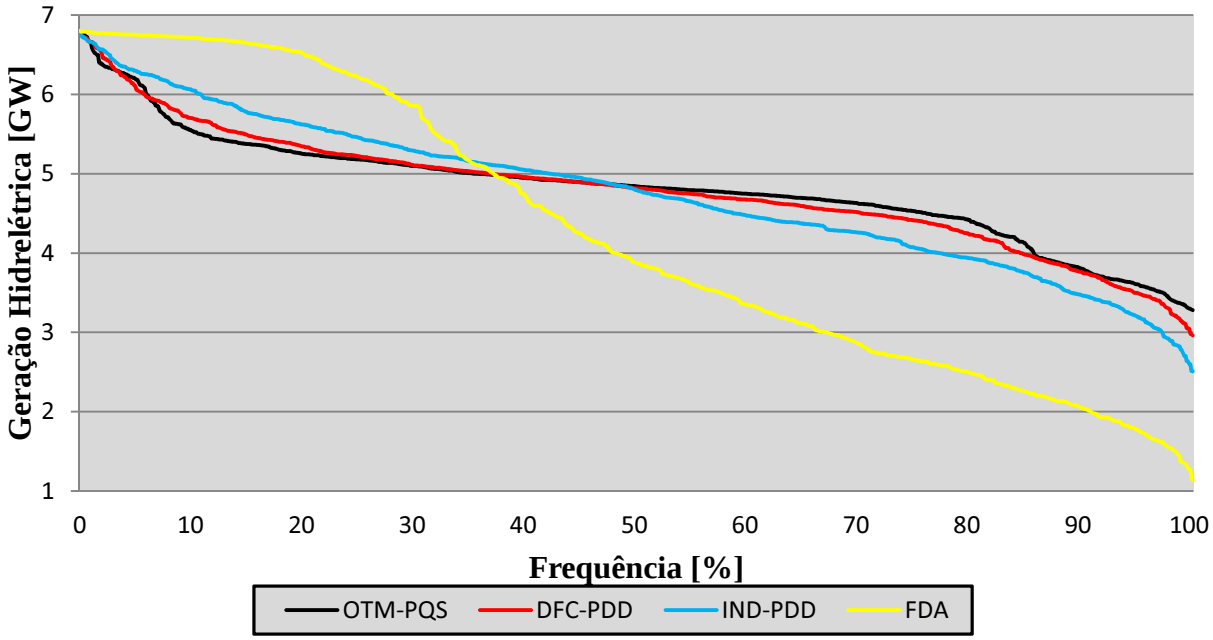


Figura 37 – Curvas de permanência determinística da geração hidráulica na cascata do Rio Grande.

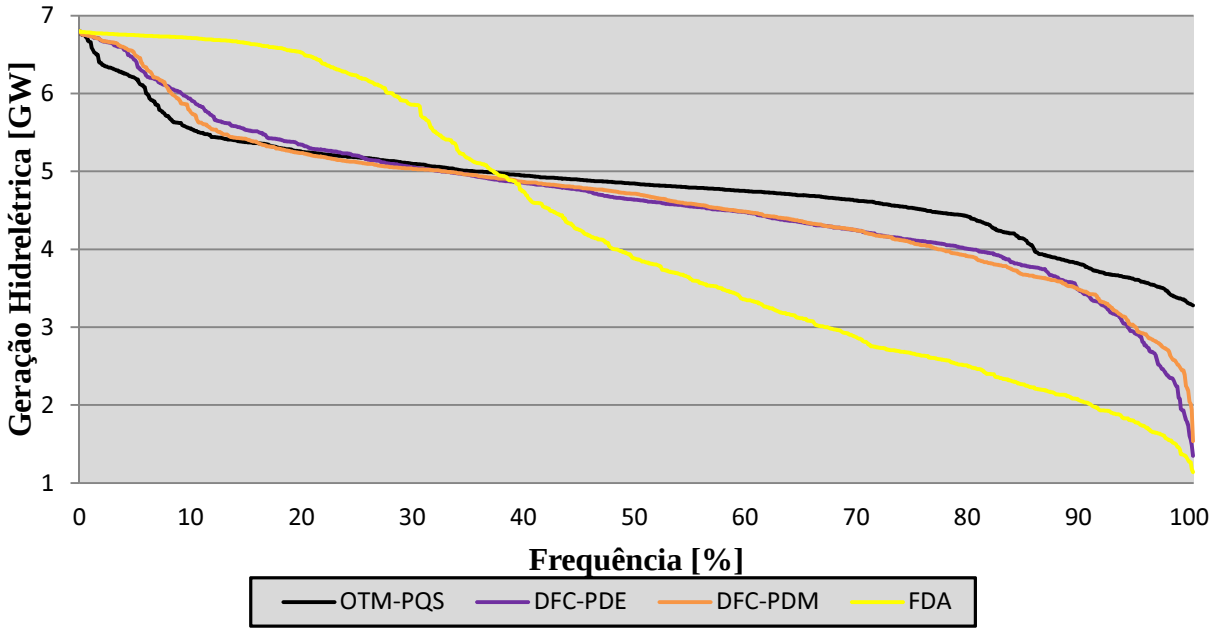


Figura 38 – Curvas de permanência estocástica da geração hidráulica na cascata do Rio Grande.

Resumindo os resultados obtidos na cascata do Rio Iguaçu está a Tabela 11, mostrada abaixo.

Tabela 11 – Resultados estatísticos e comparativos da cascata do Rio Grande.

Método	Custo Quadrático [10^9]	Diferença [%]	Geração Média [MW]	Diferença [%]	Geração (Desvio Padrão)	Diferença [%]
OTM-PQS	6,09		4824,23		492,34	
DFC-PDD	6,28	**+3,25**	4798,75	**-0,53**	563,15	**+14,38**
IND-PDD	6,75	**+10,93**	4764,86	**-1,23**	776,80	**+57,78**
DFC-PDE	7,40	**+21,65**	4639,91	**-3,82**	728,09	**+47,88**
DFC-PDM	7,37	**+21,07**	4632,25	**-3,98**	707,10	**+43,62**
FDA	11,55	**+89,78**	4244,24	**-12,02**	1591,07	**+223,17**

Assim como observado na cascata do Rio Iguaçu, os resultados obtidos com DFC-PDE e DFC-PDM foram muito próximos. Os custos, gerações hidráulicas médias e desvios padrões foram diferentes, apenas, nas casas decimais.

4.4 – Resultados – Rio Tocantins

Nesta ultima seção são mostrados os resultados da terceira combinação de usinas. Foram simuladas as usinas de Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical, Lajeado e Tucuruí em cascata no Rio Tocantins e localizadas na Região Norte. A figura a seguir mostra as afluências médias mensais das usinas com reservatório de acumulação.

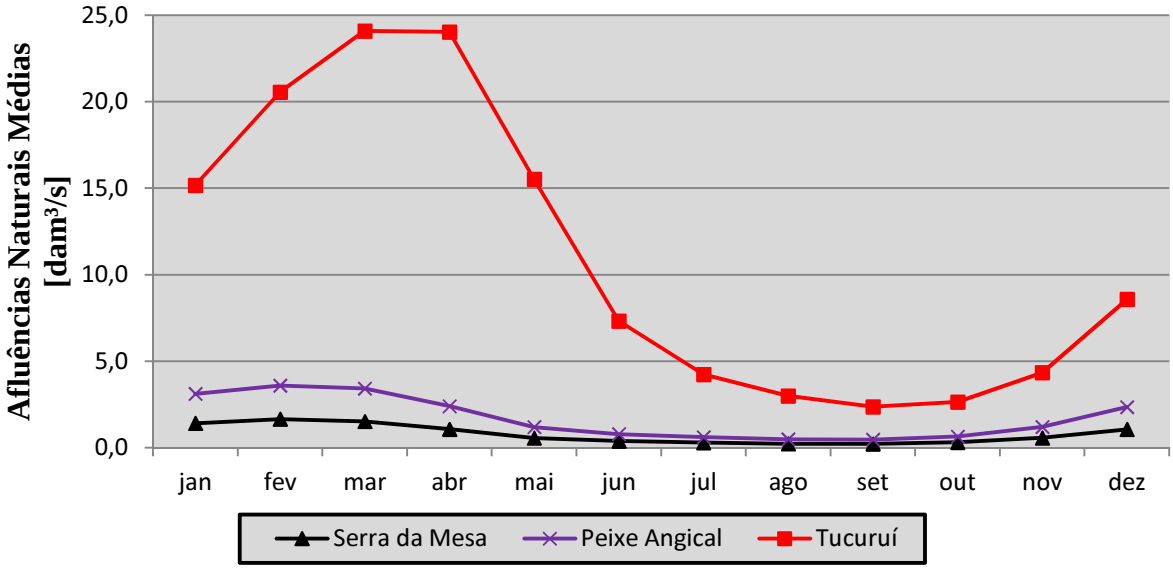


Figura 39 – Afluências naturais médias mensais das usinas com reservatório de acumulação da cascata do Rio Tocantins.

A seguir é mostrada a tabela com os principais dados físicos e construtivos das usinas que compõe a cascata do Rio Tocantins.

Tabela 12 – Principais dados das usinas da cascata do Rio Tocantins

Usina Hidrelétrica	Potência Nominal Instalada [MW]	Volume Armazenável min/max [hm³]	Volume Turbinável min/max [m³/s]	β
Serra da Mesa	1275	11150/54400 (R)	300/1070	2,4
Cana Brava	450	2300/2300 (FDA)	100/1097	-
São Salvador	234	952/952 (FDA)	100/1080	-
Peixe Angical	452	2210/2740 (R)	360/1868	2,2
Lajeado	903	4940/4940 (FDA)	255/3224	-
Tucuruí	8370	11293/50275 (R)	2000/12975	-

O coeficiente de correlação espacial entre as usinas de Peixe Angical e Tucuruí é muito baixo, sendo inferior, em alguns meses, a 0,1. Isto demonstra que, apesar de estarem localizadas na Região Norte do Brasil, pertencerem a regimes hidrológicos diferentes. A afluência que ocorre na usina de Tucuruí é resultado da junção dos Rios Tocantins e Araguaia, que desemboca no Rio Tocantins na divisa territorial entre os estados de Tocantins, Maranhão e Pará.

Este coeficiente baixo de correlação espacial não deteriora os resultados obtidos. Nos estudos determinísticos as matrizes de entrada englobam todo o histórico e nos estudos estocásticos os estudos estatísticos são feitos por usina, englobando, também, todo o histórico. Além disso, os resultados encontrados são muito próximos aos encontrados nas outras cascatas, onde o coeficiente de correlação espacial é alto em todas as usinas.

Duas características especiais devem ser destacadas nesta cascata. A primeira é o grande volume útil na usina de Serra da Mesa. Uma segunda característica é o fato da usina de Tucuruí, localizada mais a jusante na cascata, ter uma capacidade de geração de energia elétrica muito superior às demais.

4.4.1 – Rio Tocantins - Determinístico

Nesta etapa foram executados estudos determinísticos na cascata do Rio Tocantins, como descritos nas cascatas anteriores. Por simplicidade, são mostrados a seguir os resultados entre os anos de 1950 e 1960. As análises comparativas, referentes a todo o histórico

simulado, são mostradas na ultima parte, na seção 4.4.3. A seguir são mostradas as figuras com os volumes armazenados na usina de Serra da Mesa e as gerações hidráulicas da cascata entre os anos de 1950 e 1960.

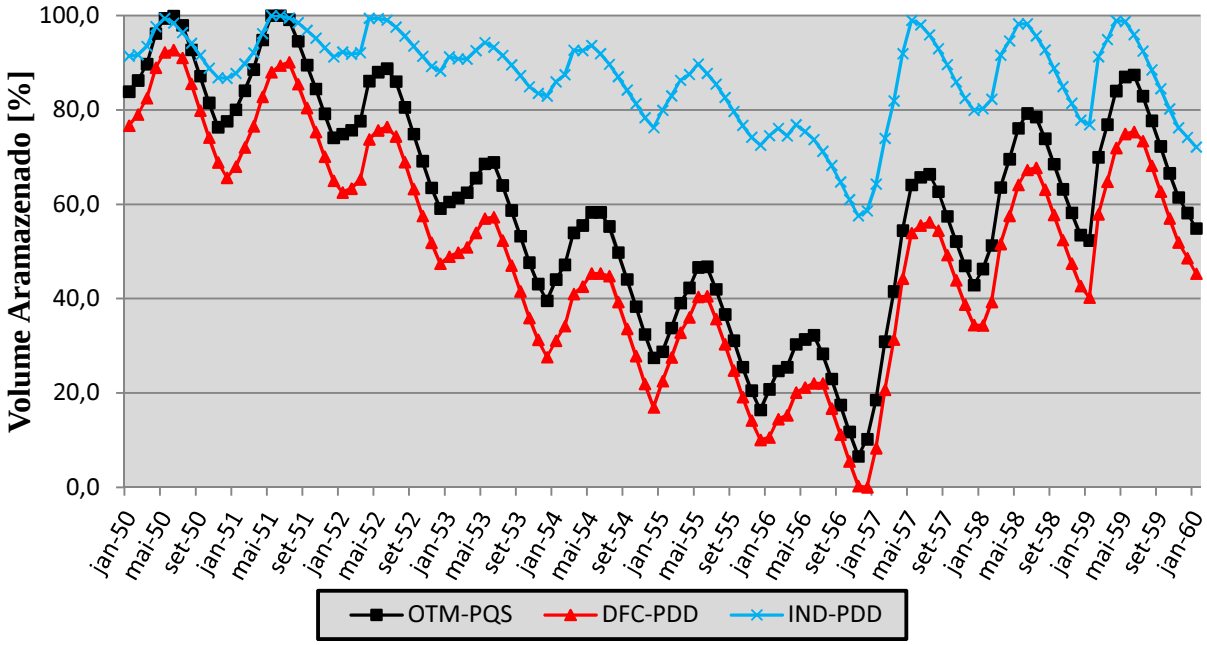


Figura 40 – Volumes Armazenados entre 1950 e 1960 na usina de Serra da Mesa.

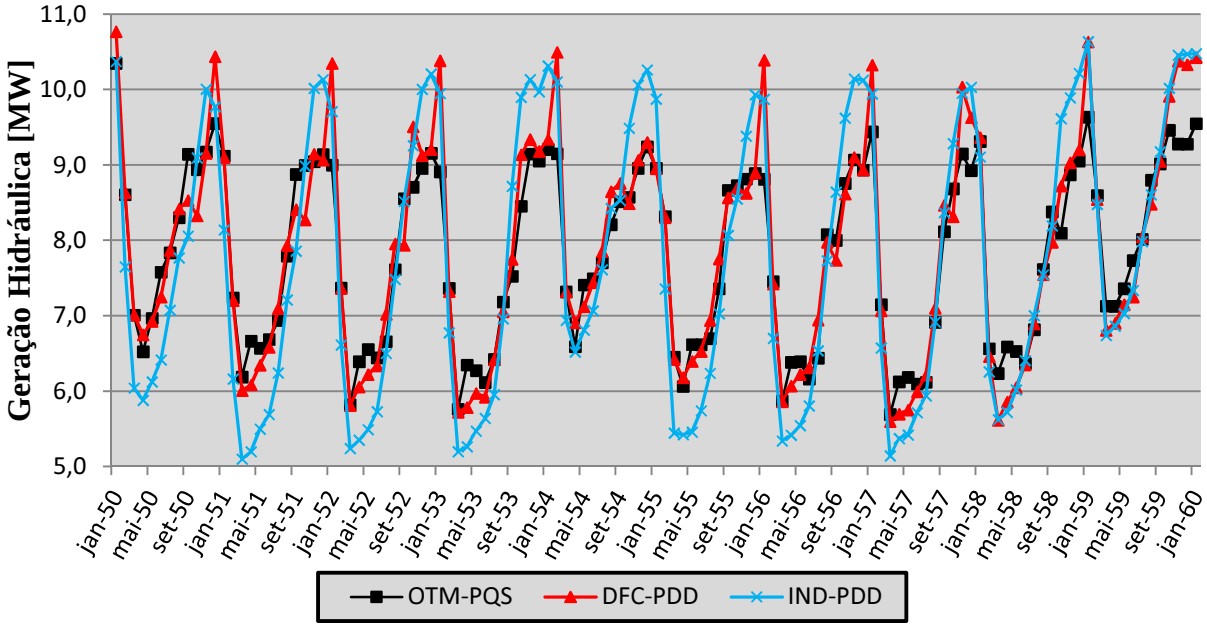


Figura 41 – Geração Hidrelétrica entre 1950 e 1960 na cascata do Rio Tocantins.

Como era natural se esperar, o comportamento da usina de Serra da Mesa, em benefício da usina de Tucuruí, muda completamente seu regime individual de operação. Esta mudança foi captada pela técnica DFC-PDD. A Figura 40 demonstra essa mudança com clareza.

4.4.2 – Rio Tocantins – Estocástico

A Figura 42, mostrada a seguir, demonstra o grau de incerteza associado as afluências na usina de Serra da Mesa, usina com reservatório de regulação mais a montante da cascata do Rio Tocantins.

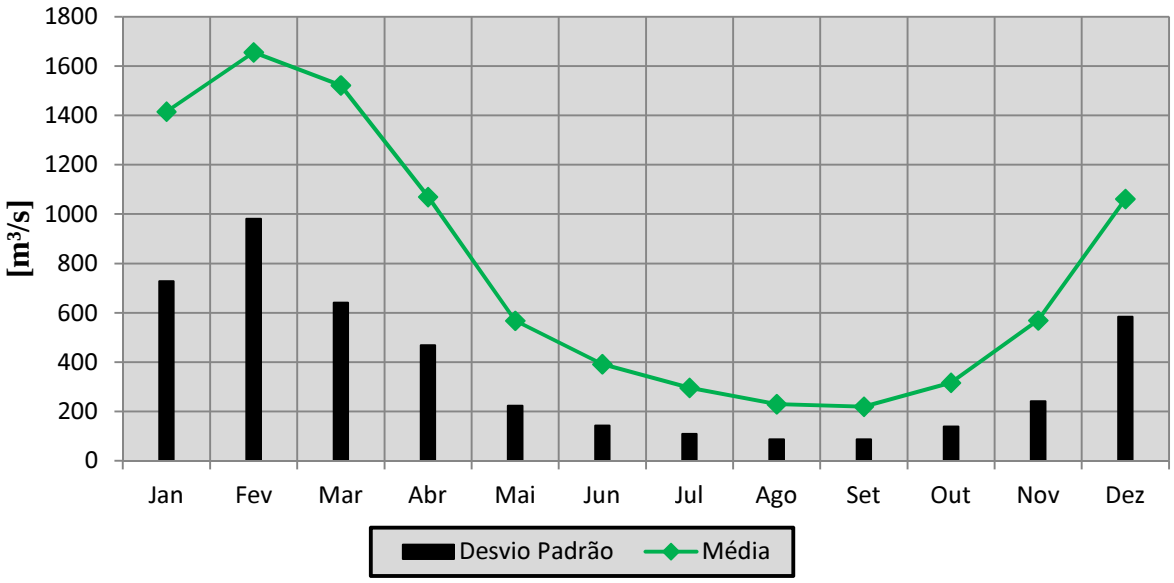


Figura 42 – Afluências médias e desvio padrão para a usina de Serra da Mesa.

Diferentemente das características observadas na usina de Foz do Areia, a usina de Serra da Mesa, como a usina de Furnas, além de ter períodos úmidos e secos bem definidos, apresenta maiores desvios padrões nos períodos úmidos. A seguir é mostrada a figura com os valores estatísticos utilizados em DFC-PDE.

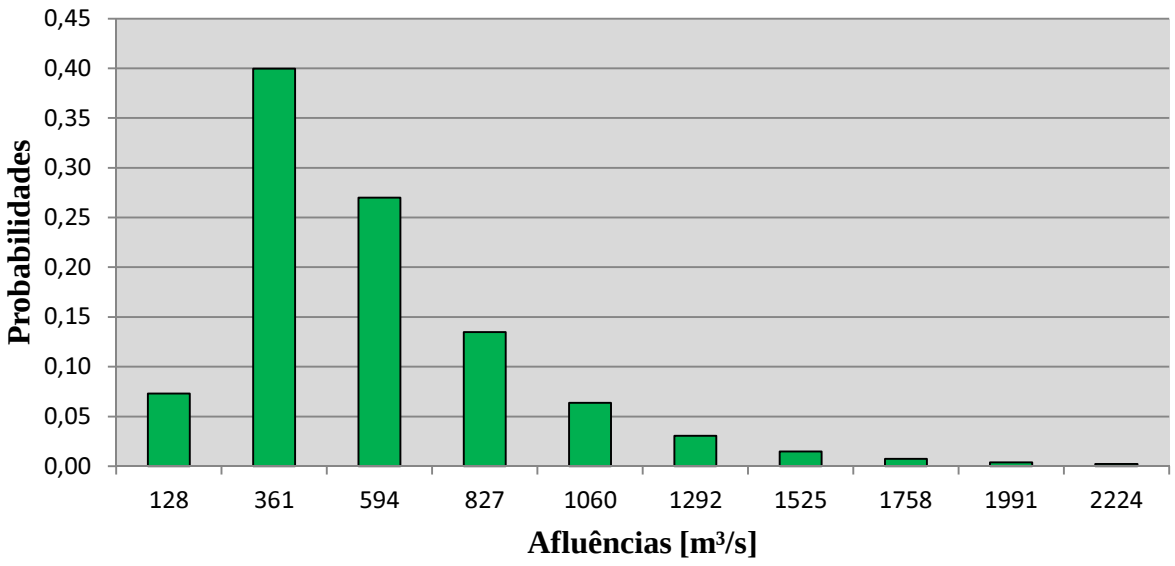


Figura 43 – Valores obtidos com a função log-normal de distribuição de probabilidade de afluências ajustada para o mês de janeiro na usina de Serra da Mesa.

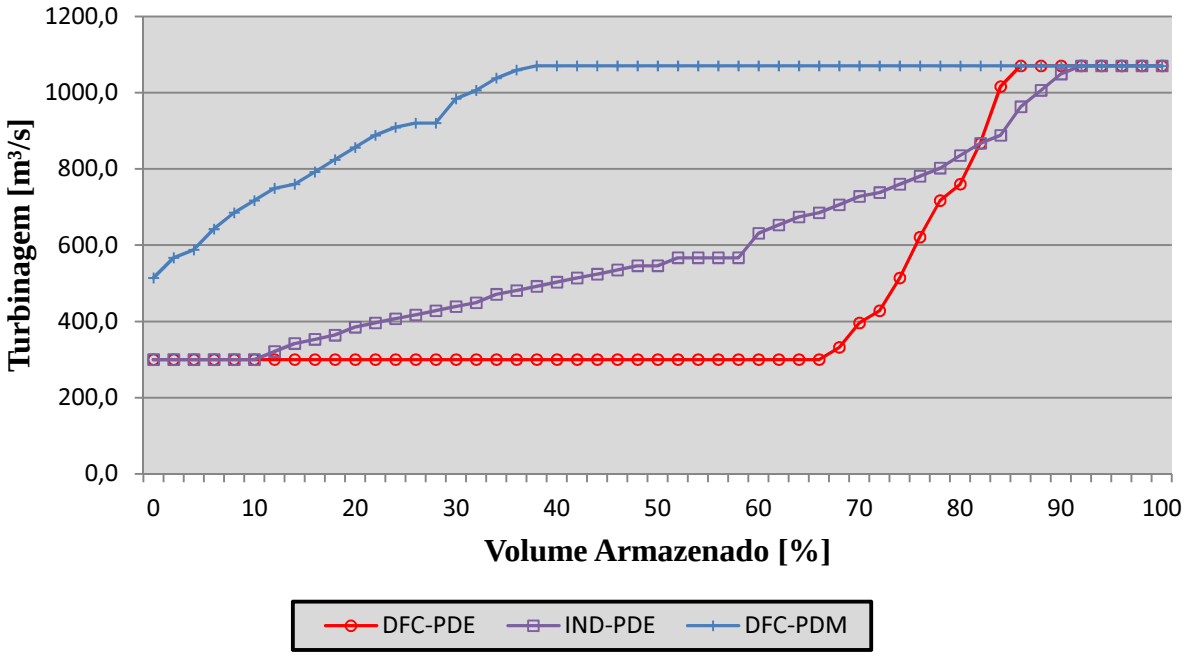


Figura 44 – Tabelas de decisões DFC-PDE, IND-PDE e DFC-PDM para o mês de janeiro na usina de Serra da Mesa.

Os resultados dos valores médios mostrados são um pouco diferente dos observados anteriormente. Nas outras cascatas os valores médios são sempre maiores que os valores mais esperados nas distribuições de probabilidades. Essa diferença tem forte influência sobre as tabelas de decisões obtidas. A seguir são mostrados os resultados obtidos.

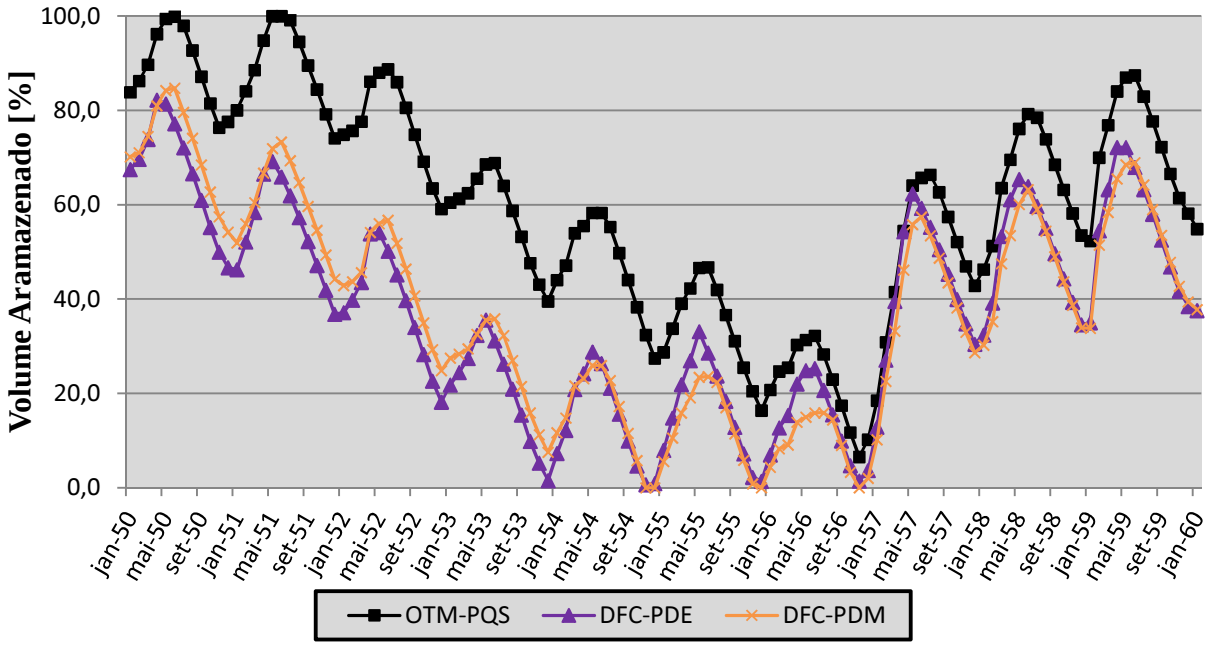


Figura 45 - Volumes Armazenados entre 1950 e 1960 na usina de Serra da Mesa.

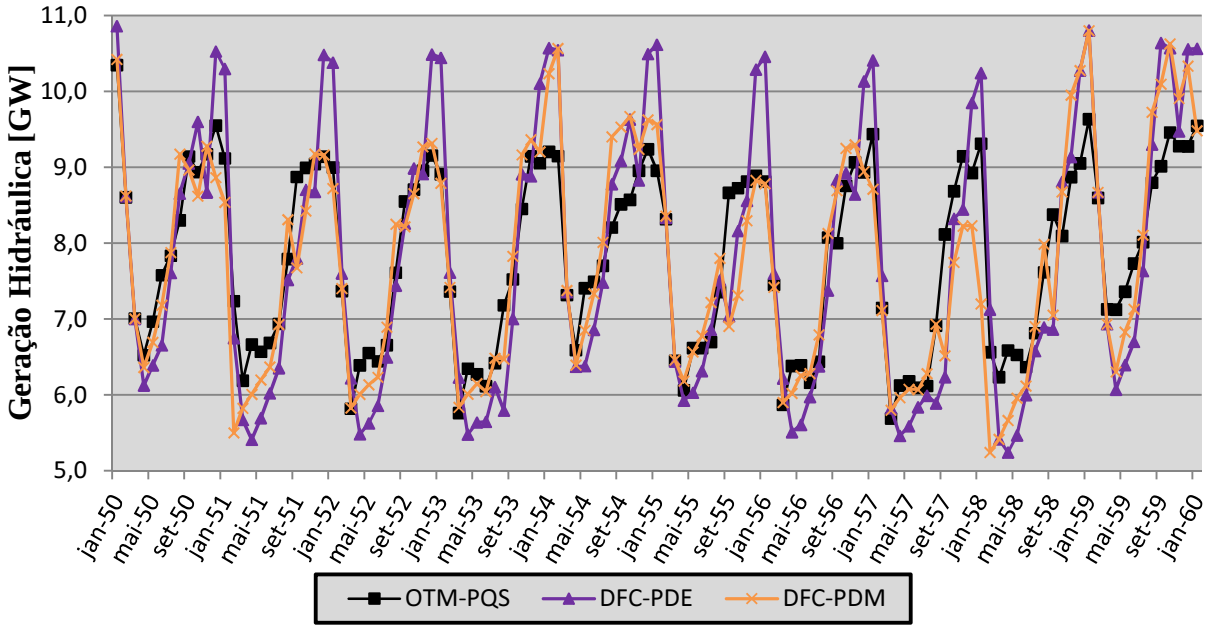


Figura 46 – Geração Hidrelétrica entre 1950 e 1960 na cascata do Rio Tocantins.

Note que, mesmo tendo tabelas de decisões muito diferentes, os volumes armazenados no reservatório da usina de Serra da Mesa nas trajetórias DFC-PDE e DFC-PDM são muito próximos. Já as trajetórias de geração hidrelétrica da cascata são diferentes.

4.4.3 – Rio Tocantins – Análise Comparativa

Nesta ultima seção é feita uma análise geral nos resultados obtidos para a cascata do Rio Tocantins. São mostrados as curvas de permanência de todas as simulações efetuadas. Por fim é mostrada a tabela com os resultados estatísticos-comparativos.

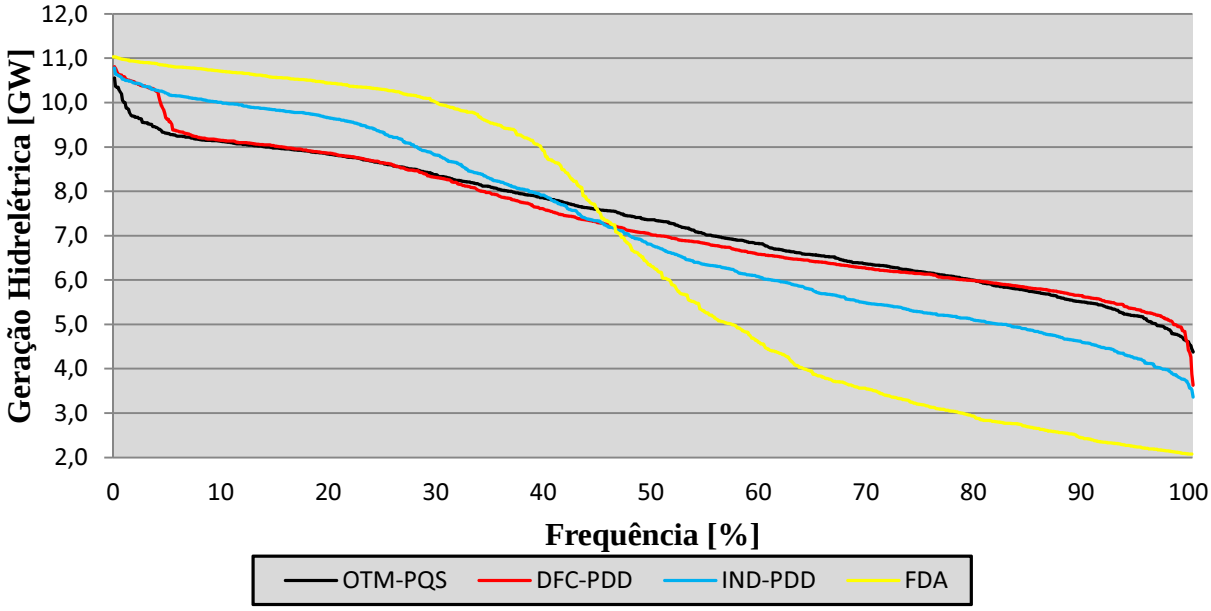


Figura 47 – Curvas de permanência determinística da geração hidráulica na cascata do Rio Tocantins.

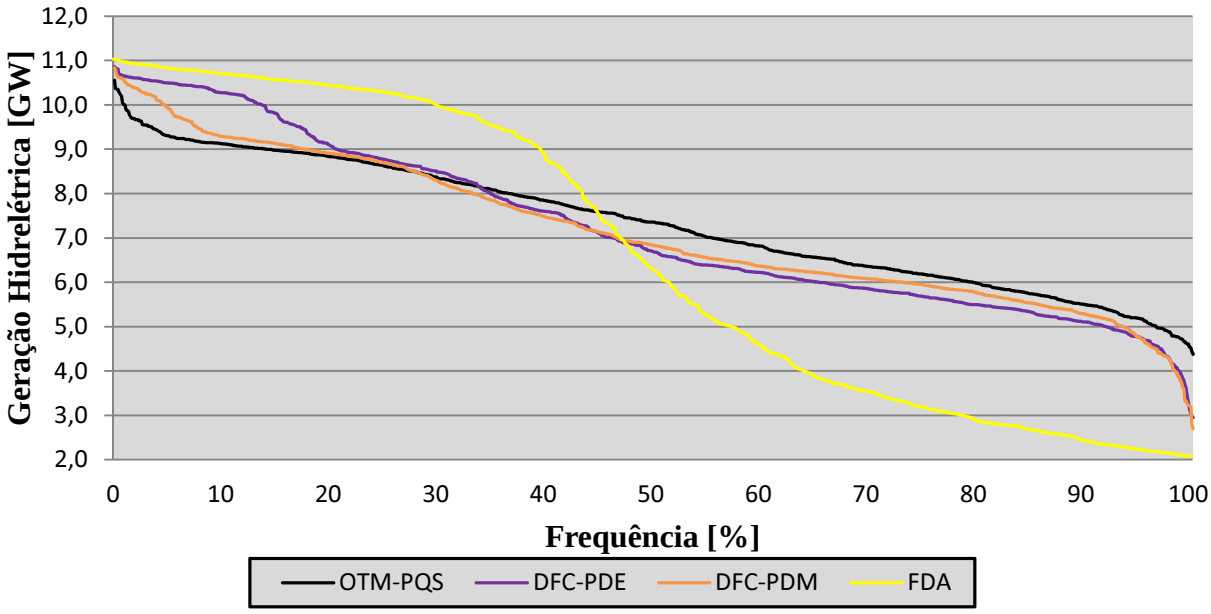


Figura 48 – Curvas de permanência estocástica da geração hidráulica na cascata do Rio Tocantins.

Tabela 13 – Resultados estatísticos e comparativos da cascata do Rio Tocantins.

Método	Custo Quadrático [10^9]	Diferença [%]	Geração Média [MW]	Diferença [%]	Geração (Desvio Padrão)	Diferença [%]
OTM-PQS	19,34		7334,58		1209,92	
DFC-PDD	19,71	**+1,91**	7306,09	**-0,39**	1244,38	**+2,85**
IND-PDD	21,85	**+12,95**	7260,16	**-1,01**	1773,91	**+46,61**
DFC-PDE	21,86	**+13,05**	7215,43	**-1,62**	1654,93	**+36,78**
DFC-PDM	21,54	**+11,37**	7153,87	**-2,46**	1406,43	**+16,24**
FDA	34,14	**+35,27**	6623,92	**-9,69**	3143,49	**+159,81**

O ponto mais interessante a ser ressaltado é a proximidade entre custos das trajetórias DFC-PDE e DFC-PDM.

Capítulo 5

Conclusões

Nesta área são apresentadas as conclusões do trabalho. Serão citados, ainda, os pontos mais importantes a continuidade da pesquisa.

5.1 – Considerações Finais

Este trabalho apresentou um novo método para planejamento da operação energética, denominado defluência caracterizada. Em uma primeira análise foram utilizadas as usinas de Foz do Areia, Segredo, Salto Santiago, Salto Osório e Governador José Richa, em cascata no Rio Iguaçu e localizadas na Região Sul

Posteriormente foram feitos os mesmos estudos para as usinas de Funil Grande, Furnas, Peixoto, Estreito, Jaguara, Igarapava, Volta Grande, Porto Colômbia, Marimbondo e Água Vermelha em cascata no Rio Grande e localizadas na Região Sudeste. Por fim foi analisada uma cascata que continha as usinas Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical, Lajeado e Tucuruí em cascata no Rio Tocantins e localizadas na Região Norte.

A análise dos resultados foi efetuada com base em comparações. Foram executados, para cada simulação, quatro diferentes técnicas de operação determinística e duas diferentes operações estocásticas, sendo elas a OTM-PQS, que era o parâmetro limitante superior, FDA, que era o parâmetro limitante inferior, IND-PDD que é um dos métodos determinísticos individualizados existentes e DFC-PDD, DFC-PDE e DFC-PDM, que são os métodos propostos analisados deterministicamente e estocasticamente.

Os resultados determinísticos obtidos com a técnica da defluência caracterizada, em custos, foram melhores em todos os casos quando comparados a IND-PDD. Em alguns casos

os custos foram muito próximos ao limitante superior, OTM-PQS, como uma diferença pouco superior a 1%.

O ajuste do coeficiente de acoplamento, β, melhorou as respostas em todos os casos estudados. No entanto, a busca por um melhor coeficiente não foi completamente efetuada e, portanto, deve-se utilizar um algoritmo de busca a fim de se obter um melhor coeficiente.

Em termos de esforço computacional a técnica da defluência caracterizada é extremamente eficiente. A técnica IND-PDD, que utiliza a programação dinâmica, obtêm resultados de forma muito rápida, porém com um custo operacional não muito competitivo.

Em uma posição oposta temos OTM-PQS, que demanda um esforço computacional grande, mas obtêm uma resposta determinística extremamente eficiente, em se tratando de custos operacionais.

A defluência caracterizada obteve respostas determinísticas que, de certa forma, acabam por agrupar a eficiência computacional da otimização individualizada e desacoplada com o custo competitivo da resposta otimizada por completo. Em todos os casos o tempo computacional será o mesmo, devido ao uso da programação dinâmica, restando, apenas, definir um valor para o coeficiente de acoplamento, β, que garanta a competitividade dos custos.

Os resultados estocásticos, que utilizaram métodos estatísticos mais robustos e completos, DFC-PDE, ou mais simples, DFC-PDM, foram muito próximos. A comparação com a técnica OTM-PQS é, de certa forma, injusta pelo fato do desconhecimento das vazões afluentes nas usinas.

Ambos resultados estocásticos podem ser melhorados. O valor integral médio, 100%, pode ser mais bem avaliado em busca de um valor proporcional médio mais adequado. Já o método DFC-PDE pode ser melhorado com a entrada de dados estocásticos a jusante.

Conclui-se que a técnica de planejamento energético com a utilização de defluência caracterizada é bem eficiente à medida que consegue obter custos de operação próximos aos ótimos, em otimizações determinísticas e, ainda, trabalhar a estocasticidade do problema.

5.2 – Continuidade da Pesquisa

Uma vez realizados estes estudos, as próximas etapas serão:

- Melhorar os coeficientes de acoplamento, β. Serão analisados valores mensais, diferentes dos valores anuais adotados até o presente momento.

- Estudar e avaliar os impactos de outros métodos de distribuições de probabilidades.

- Inserir a estocasticidade nas matrizes de afluências das usinas a jusante.

- Melhorar os cálculos dos custos na Programação Dinâmica, interpolando de maneira mais eficiente.

- Diminuir o tempo de simulação da Programação Dinâmica.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Disponível em <http://www.aneel.com.br>. Acesso em 25/05/2011.

ANTONIOU, A.; LU, W. S. “Practical Optimization”, first edition, ed. Springer, 2007.

ARVANITIDS, N. A.; ROSING J. “Composite Representation of a Multireservoir Hydroeletric Power System”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 89, n. 2, p. 319-326,1970.

ARVANITIDS, N. A.; ROSING J. “Optimal Operation of Multireservoir Systems Using a Composite Representation”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 89, n. 2, p. 327-335,1970.

BALLINI, R. “Análise e Previsão de Vazões Utilizando Modelos de Séries Temporais, Redes Neurais e Redes Neurais Nebulosas”. Tese de Doutorado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2000.

BERTSEKAS, D. P. “Dynamic Programming and Optimal Control”, vol. 1, Athena Scientific, Belmont, Massachusetts, 1995.

CARVALHO, M. e SOARES, S. “An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm”, IEEE Transactions on Power Systems. PWRS-2(3), 537-542, 1987.

BERTSEKAS, D. P. “Dynamic Programming: Deterministic and Stochastic Models”, Academic Press, 1987.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Disponível em <http://www.ccee.gov.br>. Acesso em 25/05/2011.

CASTRO, M. A. A. “O planejamento energético ótimo de médio prazo com representação individualizada das usinas hidrelétricas”. Tese de Doutorado. Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2006.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). “Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral”, Relatório Técnico 1705/80, Rio de Janeiro, 1980.

CHRISTOFORIDIS, M. et. al. “Long-term / Mid-term Resourse Optimization of a Hydro-dominant Power System Using Interior Point Method”, IEEE Transactions on Power Systems, 11(1), 287–294, 1996.

CICOGNA, M. A. “Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos. Dissertação de Mestrado”, FEEC/UNICAMP, 1999.

CICOGNA, M. A. “Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica”, Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP, 2003.

DIAS, B. H. et. al. “Programação Dinâmica Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro Através do uso de Processamento Paralelo”, XLII SBPO – Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Bento Gonçalves, Brasil, 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Disponível em <http://www.epe.gov.br>. Acesso em 25/03/2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). “Plano Nacional de Energia 2030, Brasília, 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). “Projeção da Demanda de Energia Elétrica, Brasília, 2011.

ENCINA, A. S. A. “Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos via Heurística Baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica”. Tese de Doutorado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2006.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. “Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica”. pp. 232. EDUFF, ed Universitária. Rio de Janeiro, RJ,1990.

HUAMANÍ, I. R. L. “Análise de Séries Temporais e Modelagem Baseada em Regras Nebulosas”. Tese de Doutorado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2007.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Disponível em <http://www.ibge.gov.br>. Acesso em 25/03/2011.

MARTINS, L. S. A. “Método de Pontos Interiores Não-Linear para Otimização Determinística a Usinas Individualizadas do Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional com Restrições de Intercâmbio entre Subsistemas”. Tese de Doutorado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2009.

LYRA, C. e TAVARES, H. “A Contribution to the Midterm Scheduling of Large Scale Hydrothermal Power Systems” IEEE Transactions on Power Systems. 3(3), 852–857, 1988.

MEDINA, J.; QUINTANA, V. e CONEJO, A. “A Clipping-off Interior Point Technique for Medium-term Hydrothermal Coordination”, IEEE Transactions on Power Systems, 14(1), 266–273, 1999.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). “Matriz Energética Nacional 2030. Recursos e Reservas Energéticas”, Brasília, 2007.

NOCEDAl, J. e WRIGHT, S. J. “Numerical Optimization”, second edition, ed. Springer, 2006.

OLIVEIRA, G. G. e SOARES, S. “A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling”, IEEE Transactions on Power Systems, 10(3), 1652–1641, 1995.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Disponível em <http://www.ons.com.br>. Acesso em 25/03/2011.

PONNAMBALAM, K. “Optimization in Water Reservoir Systems”, Handbook of Applied Optimization, pp. 933–943, 2002.

PROVENÇANO, F. “Despacho Econômico em Usinas Hidrelétricas”. Dissertação de Mestrado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2003.

ROSENTHAL, R. E. “A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System”, Operations Research 29(4), 763–785, 1981.

ROSIM, S. O. “Geração de Energia Elétrica – Um Enfoque Histórico e Institucional das Questões Comerciais no Brasil”. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, USP, 2008.

SILVA, D. F., “Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva”. Tese de Doutorado. Escola de Engenharia de São Carlos, USP, 2003.

SILVA, D. F. e CARNEIRO, A. A. F. M. “Dimensionamento Evolutivo de Usinas Hidroelétricas”. Revista Controle e Automação, vol. 15, n 04, 2004.

SIQUEIRA, T. G. “Comparação entre Programação Dinâmica Estocástica Primal e Dual no Planejamento da Operação Energética”. Dissertação de Mestrado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2003.

SIQUEIRA, T. G. “Comparação entre Diferentes Abordagens e Programação Dinâmica no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência”. Tese de Doutorado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2009.

SIQUEIRA, T; ZAMBELLI, M. S.; CICOGNA, M. A.; ANDRADE, M.; SOARES, S. “Stochastic Dynamic Programming for Long Term Hydrothermal Scheduling Considering Different Streamflow Models”. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Stockolm, Sweden, 2006.

TOSCANO, A. E. “Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional”. Dissertação de Mestrado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2009.

TOSCANO, A. E. et. al. “Estudo Comparativo entre Modelos Estocástico e Determinístico para o Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional”. V CITENEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Belém, Brasil, 2009.

ZAMBELLI, M. S. “Planejamento Energético Via Curvas-Guias de Armazenamento”. Dissertação de Mestrado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2006.

ZAMBELLI, M. S. “Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo”. Tese de Doutorado. Universidade de Campinas, FEEC/UNICAMP, 2009.

Apêndice A

Divulgação do Trabalho em Eventos Científicos

Seguem abaixo os artigos publicados ou aceitos, bem como os submetidos, para publicação em eventos científicos especializados no assunto.

A.1 Publicações em Eventos Científicos

SCARCELLI, R. O. C.; CASTRO, M. A. A.; RODRIGUES, L. F.; ARCE, P. E. B.e CARNEIRO, A. A. F. M. Função Objetivo Modificada para Representação Individualizada das Usinas Hidrelétricas no Despacho Hidrotérmico. **Publicado no IX Latin-American Congress on Eletricity Generation and Transmission, CLAGTEE, Novembro de 2011, Mar Del Plata, Argentina.**

SCARCELLI, R. O. C.; CASTRO, M. A. A.; CARNEIRO, A. A. F. M. Energetic Planning with individualized representation of hydroelectric power plants using "featured outflow". **Publicado na 3rd International Youth Conference on Energetics, IYCE, Julho de 2011, Leiria, Portugal.**

SCARCELLI, R. O. C.; CASTRO, M. A. A.; BERTHO JUNIOR, R.; RODRIGUES, L. F.e CARNEIRO, A. A. F. M. Programação Dinâmica com função objetivo modificada aplicada na otimização de sistemas hidrotérmicos. **Resumo aceito para publicação no XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, SEPOPE, Maio de 2012, Rio de Janeiro, Brasil.**