

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS DE CURITIBA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA - ELETROTÉCNICA

ERNANI SCHENFERT FILHO
LUCIANO CARVALHO DE BITENCOURT
MARIANA UENO OLIVEIRA

**MODELO DE SIMULAÇÃO PARA A OTIMIZAÇÃO DO PRÉ-
DESPACHO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA DE GRANDE PORTE**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2013

ERNANI SCHENFERT FILHO
LUCIANO CARVALHO DE BITENCOURT
MARIANA UENO OLIVEIRA

**MODELO DE SIMULAÇÃO PARA A OTIMIZAÇÃO DO PRÉ-
DESPACHO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA DE GRANDE PORTE**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC 2 do Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito.

Co-orientador: Me. Clóvis Tadeu Salmazo.

CURITIBA
2013

Ernani Schenfert Filho
Luciano Carvalho de Bitencourt
Mariana Ueno Oliveira

Modelo de simulação para a otimização do pré-despacho de uma usina hidrelétrica de grande porte

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 30 de julho de 2013.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica

Profa. Annemahlen Gehrke Castagna, Mestre
Coordenadora dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Clóvis Tadeu Salmazo, Me.
Copel Geração e Transmissão S.A.
Co-Orientador

BANCA EXAMINADORA

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Clóvis Tadeu Salmazo, Me.
Copel Geração e Transmissão S.A.

Thelma Solange Piazza Fernandes, Dra.
Universidade Federal do Paraná

Annemahlen Gehrke Castagna, Ma.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase Eletrotécnica

Aos nossos familiares, pelo apoio incondicional e paciência durante a longa jornada que se passou desde a preparação para o vestibular até o momento da nossa formatura. Sem vocês não chegaríamos até aqui.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho de conclusão de curso é fruto de um grande esforço dos membros da equipe durante todas as suas etapas. Em todo o tempo foi importantíssimo contar com o apoio dos nossos orientadores, Dr. Raphael e Me. Clóvis. A vocês o nosso sincero muito obrigado pelos aprendizados, discussões e contribuições para o trabalho e, sobretudo, para a formação de uma visão crítica sobre o modelo do setor elétrico brasileiro e sobre a atividade do planejamento da operação e do pré-despacho.

Agradecemos também aos professores da banca, Dr. Raphael, Me. Clóvis, Ma. Annemarien e Dra. Thelma, pela notável atenção com que leram o trabalho e teceram comentários na correção da proposta, do TCC 1 e TCC 2. Com certeza ajudaram a enriquecer este estudo.

Eu, Luciano, quero registrar um agradecimento especial aos meus pais, irmãos e namorada, por sempre acreditarem no meu potencial e por serem pessoas que, com seu exemplo, ensinaram-me os principais valores que eu busco seguir: simplicidade, ética, dedicação e o desejo de fazer sempre o bem. Não poderia deixar de agradecer aos amigos da Copel pelo apoio e, principalmente, por proporcionar momentos de discussão sobre o tema deste trabalho muito antes de eu ingressar no curso de engenharia. Este trabalho também é de vocês, Antônio Sérgio Alberti, Clóvis Tadeu Salmazo, Ester Maria Endlich, Fabiano Ari Locatelli, Hugo Mikami, Leandro Andrade Nacif, Luiz Hamilton Derviche Moreira, Marcelo Canestraro Nadolny, Maurício Ramos Gemin, Rafael Schinoff Mercio Pereira, Rodrigo Moraes Rosas Ávila, Victor Augusto Mafra.

Eu, Ernani, agradeço a todas as pessoas que estiveram ao meu lado nesta etapa da minha vida. Com a vossa ajuda, as pedras não deixaram de existir, mas a caminhada tornou-se mais feliz. “Não tentes ser bem sucedido, tenta antes ser um homem de valor” (Albert Einstein).

Eu, Mariana, agradeço à minha família pelo apoio e dedicação ao longo desses anos e por sempre incentivarem meus estudos, agradeço aos orientadores pela confiança depositada em nossa equipe e, por último, aos meus dois colegas, que transformaram essa importante etapa de nossa vida em uma atividade tranquila e agradável.

RESUMO

SCHENFERT FILHO, Ernani; BITENCOURT, Luciano C. de; OLIVEIRA, Mariana U. **Modelo de simulação para a otimização do pré-despacho de uma usina hidrelétrica de grande porte.** 2013. 101 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

Este trabalho de conclusão de curso apresenta um simulador para a otimização do pré-despacho de uma usina hidrelétrica utilizando modelagens específicas para processamento variáveis que influenciam a geração de energia, proporcionando minimização de perdas. São definidos os horizontes de planejamento da operação eletroenergética do Brasil, desde o longo prazo até a programação diária da operação eletroenergética, bem como os órgãos governamentais que exercem as atividades no setor elétrico brasileiro. Posteriormente, é apresentado o resultado da pesquisa bibliográfica sobre o tema, em trabalhos de diversos autores, para comparação de opiniões e levantamento das metodologias que já foram estudadas neste campo. Também é necessário abordar dados referentes à hidrologia, além de informações eletroenergéticas para análise de perdas que ocorrem em todo o processo de geração de energia. Posteriormente são apresentadas as características da usina estudada e do algoritmo desenvolvido para o simulador, a fim de obter as curvas de geração, variação do nível do reservatório, perdas e produtividade para quatro dias típicos do histórico de operação da usina. Por fim, são relacionadas ponderações necessárias à atividade de pré-despacho e analisadas opções para a alteração dos programas de geração apresentados, buscando melhores pontos de operação das máquinas e da usina como um todo.

Palavras-chave: Otimização. Planejamento Energético. Pré-Despacho. Programação Diária. Usinas Hidrelétricas.

ABSTRACT

SCHENFERT FILHO, Ernani; BITENCOURT, Luciano C. de; OLIVEIRA, Mariana U. **Simulation model for the optimization of daily schedule of a large hydroelectric plant.** 2013. 101 f. Final dissertation (Bachelor Degree) – Industrial Electrical Engineering - Electrotechnic. Federal Technological University of Paraná, Curitiba, 2013.

This final paper presents a simulator to optimize the daily dispatch of a hydroelectric plant employing specific processing modeling variables that affect the energy generation, providing ways to find losses minimization. The planning horizons of the electro operation in Brazil are defined, from the long term to the daily dispatch of electro-operation, as well as government agencies that carry out activities in the brazilian electricity sector. Subsequently, the results of the researched literature on the area, written by several authors, are presents, to compare opinions and survey methodologies that have been studied in this field over the past years. It is also necessary to address the hydrology data, and information for analyzing electro energetic losses that occur in the process of power generation. The characteristics of the studied power plant are presented, and also, the developed algorithm for the simulator in order to obtain the curvatures of generation, variation in the level of the reservoir, productivity and losses for four typical days of the historical operation of the power plant. Finally, considerations for daily dispatch activity are defined and analyzed, yielding options for changing the presented generation programs, tracking down better operating points for the generators and the power plant itself.

Keywords: Optimization. Energetic Planning. Predispatch. Daily Scheduling. Hydroelectric Plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Oferta de Energia Elétrica por Fonte – 2010.....	14
Figura 2: Etapas do desenvolvimento deste trabalho.....	24
Figura 3: Modelo do setor elétrico: principais instituições.	26
Figura 4: Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2013.	28
Figura 5: Custo total da operação.	31
Figura 6: Dilema do Operador.	33
Figura 7: Etapas do planejamento da operação.....	34
Figura 8: Fluxograma da PDO.....	42
Figura 9: Principais componentes de uma usina hidrelétrica.	50
Figura 10: Corte transversal de uma usina hidrelétrica.	50
Figura 11: Rendimento aproximado dos geradores de Itaipu.....	58
Figura 12: Curva-colina de uma turbina hidráulica.	59
Figura 13: Exemplo ilustrativo de uma curva-colina.	60
Figura 14: Algoritmo utilizado por Soares e Salmazo.....	64
Figura 15: Perda hidráulica no túnel de adução da usina.	69
Figura 16: Perda hidráulica no conduto forçado da turbina i.	70
Figura 17: Curva do polinômio “Cota x Vazão” da usina em estudo.	70
Figura 18: Curva-colina do conjunto turbina-gerador da usina em estudo.	71
Figura 19: Polinômio “Volume x Cota” da usina em estudo.	72
Figura 20: Polinômio “Cota x Volume” da usina em estudo.	73
Figura 21: Cota equivalente.	74
Figura 22: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 1.....	78
Figura 23: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 2.....	79
Figura 24: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 3.....	80
Figura 25: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 4.....	81
Figura 26: Curvas de perdas e produtividade para uma máquina sincronizada (nm = 635m).....	83

Figura 27: Curvas de perdas e produtividade para duas máquinas sincronizadas (nm = 635m).	84
Figura 28: Curvas de perdas e produtividade para três máquinas sincronizadas (nm = 635m).	85
Figura 29: Curvas de perdas e produtividade para n máquinas sincronizadas (nm = 635m).	86
Figura 30: Curvas de perdas e produtividade para uma máquina sincronizada.....	87
Figura 31: Curvas de perdas e produtividade para duas máquinas sincronizadas. ..	88
Figura 32: Curvas de perdas e produtividade para três máquinas sincronizadas.	89
Figura 33: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 1.....	91
Figura 34: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 2.....	92
Figura 35: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 3.....	93
Figura 36: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 4.....	94

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Modelagem do Pré-despacho na literatura pesquisada.	48
Quadro 2: Parâmetros da usina estudada.....	66
Quadro 3: Dados de entrada do simulador.	68
Quadro 4: Base de dados da curva-colina.	75

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1	51
Equação 2	51
Equação 3	52
Equação 4	52
Equação 5	53
Equação 6	54
Equação 7	54
Equação 8	56
Equação 9	56
Equação 10	56
Equação 11	58
Equação 12	61
Equação 13	61
Equação 14	62
Equação 15	63
Equação 16	63
Equação 17	63
Equação 18	64
Equação 19	71
Equação 20	73

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
Decomp	Modelo de Otimização da Operação de Curto Prazo com Base em Usinas Individualizadas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCF	Função de Custo Futuro
MME	Ministério de Minas e Energia
Newave	Modelo de Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Programa Diário da Operação Eletroenergética
PDF	Programa Diário de Defluências
PDI	Programa Diário de Intervenções
PDO	Programação Diária da Operação Eletroenergética
PDP	Programa Diário de Produção
PEN	Planejamento anual da operação energética
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 TEMA.....	14
1.1.1 Delimitação do Tema.....	17
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS.....	18
1.3 OBJETIVOS.....	19
1.3.1 Objetivo Geral.....	19
1.3.2 Objetivos Específicos.....	19
1.4 JUSTIFICATIVAS.....	20
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	20
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	21
2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ..	25
2.1 ESTRUTURA E ÓRGÃOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	25
2.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).....	28
2.3 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO NO SIN.....	29
2.3.1 Custo Total da Operação.....	30
2.3.2 Horizontes de Planejamento.....	32
2.3.2.1 O Planejamento da Operação de Longo Prazo.....	34
2.3.2.2 O Planejamento da Operação de Médio Prazo.....	36
2.3.2.3 O Planejamento da Operação de Curto Prazo.....	36
3 A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA E O PROBLEMA DO PRÉ-DESPACHO	38
3.1 OBJETIVOS E DETALHAMENTO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA.....	38
3.2 FLUXOGRAMA DO PROCESSO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA.....	41
3.3 SOLUÇÕES UTILIZADAS PARA O PRÉ-DESPACHO.....	44
4 A USINA HIDRELÉTRICA ESTUDADA E AS FORMULAÇÕES HIDROLÓGICAS E ENERGÉTICAS	49
4.1 USINAS HIDRELÉTRICAS.....	49
4.2 MODELAGEM DO CONJUNTO TURBINA-GERADOR.....	51
4.2.1 Potência Gerada.....	52
4.2.1.1 Altura Líquida.....	52
4.2.1.1.1. Nível de Montante.....	53
4.2.1.1.2. Nível de Jusante.....	54
4.2.1.1.3. Altura de Perda Hidráulica.....	55
4.2.1.2 Rendimento do Conjunto Turbina-Gerador.....	57
4.2.1.2.1. Curva de Desempenho das Turbinas Hidráulicas.....	58
4.2.2 Representação das Perdas.....	61
4.2.2.1 Perda Hidráulica.....	61
4.2.2.2 Perda por Elevação do Nível de Jusante.....	61
4.2.2.3 Perda por Distanciamento do Ponto Ótimo.....	62
4.3 O OTIMIZADOR BASE PARA ESTE TRABALHO.....	62
4.4 A USINA ESTUDADA.....	65

5 O MODELO DE CONSTRUÇÃO DAS CURVAS DE PERDA DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DA GERAÇÃO	67
5.1 PREMISSAS ADOTADAS	67
5.2 ALGORITMO DO SIMULADOR APLICADO À USINA.....	68
5.2.1 Vazão Turbinada	69
5.2.2 Alteração de volume armazenado e vertimento.....	72
5.2.3 Cota equivalente.....	73
5.2.4 Perdas no processo de geração	74
5.2.5 Validação do modelo	76
6 ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	77
6.1 ANÁLISE DO PRÉ-DESPACHO	77
6.1.1 Caso 1	78
6.1.2 Caso 2	79
6.1.3 Caso 3	80
6.1.4 Caso 4	81
6.2 ANÁLISE DAS PERDAS E DA PRODUTIVIDADE	82
6.2.1 Nível de montante fixo em 635 metros e um grupo despachado.....	83
6.2.2 Nível de montante fixo em 635 metros e dois grupos despachados.....	84
6.2.3 Nível de montante fixo em 635 metros e três grupos despachados	85
6.2.4 Nível de montante fixo em 635 metros para n grupos despachados	86
6.2.5 Um grupo despachado para diferentes níveis de montante.....	87
6.2.6 Dois grupos despachados para diferentes níveis de montante	88
6.2.7 Três grupos despachados para diferentes níveis de montante	89
6.3 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO	91
6.3.1 Caso 1	91
6.3.2 Caso 2	92
6.3.3 Caso 3	93
6.3.4 Caso 4	94
7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	96
REFERÊNCIAS.....	98

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

A energia elétrica ocupa um papel fundamental na vida humana, pois, juntamente com outras áreas como transportes, telecomunicações, águas e saneamento, faz parte da infraestrutura necessária para integrar o ser humano ao modelo de desenvolvimento vigente (REIS, 2003, p. xvii).

Nas últimas décadas, verificou-se o crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil, possuidor de uma matriz energética majoritariamente renovável. Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) 2011, considerando a produção interna somada às importações, aproximadamente 86% da eletricidade no Brasil é oriunda de fontes renováveis. Dentre elas, a energia hidráulica possui supremacia na produção nacional, conforme ilustra a Figura 1. Nela pode ser verificada a oferta interna de energia elétrica por fonte e a predominância da energia hidráulica (com 74% do montante total) frente às outras fontes (EMPRESA..., 2011, p. 16).

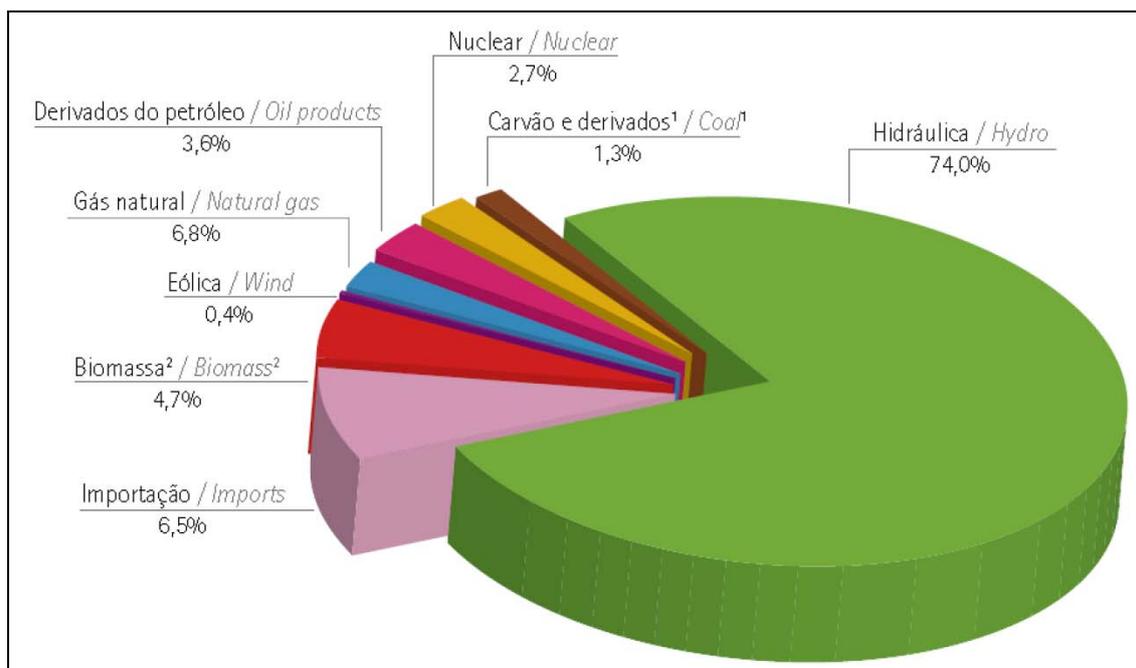


Figura 1: Oferta de Energia Elétrica por Fonte – 2010.
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2011, p. 16).

O Brasil possui um sistema de produção de energia interligado por meio de linhas de transmissão. Esse sistema é considerado “hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários” (OPERADOR..., 2012). É composto por empresas de todas as regiões, sendo que apenas 3,4% da capacidade de geração de eletricidade do país situa-se fora da área interligada, denominada Sistema Interligado Nacional (SIN). Este pequeno percentual encontra-se principalmente na região amazônica (OPERADOR..., 2012).

Para Salmazo (1997, p. 6), apesar da predominância hidráulica na matriz energética do Brasil, o pequeno percentual de energia térmica possui um custo de operação significativo, fazendo com que o sistema seja considerado hidrotérmico.

Como a maior parte da matriz energética de geração do Brasil está conectada ao SIN, existe a possibilidade de intercâmbio de energia entre regiões, ou seja, as regiões onde há sobra de energia armazenada nos reservatórios podem suprir, através das linhas de transmissão, a energia necessária em regiões que atravessem períodos de estiagem. Esta particularidade torna o sistema mais confiável no atendimento à carga, sob o ponto de vista energético, e econômico já que há menos participação de geração térmica (VIEIRA, 2007, p. 9).

O modelo institucional do setor elétrico brasileiro é formado por uma série de órgãos onde se encontra, em um primeiro nível, o **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**, responsável por assessorar a Presidência da República, formulando políticas e diretrizes de energia. Em um segundo nível estão o **Ministério de Minas e Energia (MME)**, detentor do Poder Concedente, o **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**, que avalia a segurança do suprimento de energia elétrica e a **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, que é responsável pelo planejamento de Longo Prazo. Em um terceiro nível está a **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**, responsável por regular e fiscalizar o Setor Elétrico Nacional. Outros dois órgãos são vinculados à ANEEL: o **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)**, que tem por responsabilidade operar o Sistema Interligado Nacional e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil e a **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**, criada com a finalidade de contabilizar a energia elétrica no SIN: registrar os valores medidos de geração e consumo, registrar contratos de compra e venda de energia e fazer a liquidação das diferenças entre os valores contratados e medidos (VIEIRA, 2007, p. 6).

Segundo a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, cabe ao ONS executar as “atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional”, além de realizar o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos recursos Sistema Interligado Nacional (SIN), recebendo autorização do Poder Concedente, sendo fiscalizado e regulado pela ANEEL (BRASIL, 1998). O ONS se compromete, em seu Estatuto Social, §1º a “desempenhar as suas atribuições com neutralidade, transparência, integridade, representatividade, flexibilidade e razoabilidade, realizando as ações necessárias ao desenvolvimento tecnológico do ONS” (ANEEL, 2004).

Assim sendo, a operação do SIN precisa obedecer às premissas expostas e cabe ao operador do sistema atuar com transparência, buscando a otimização dos recursos energéticos, sob a fiscalização da ANEEL.

Uma das principais características da utilização da energia elétrica é a dificuldade do seu armazenamento em grande escala. Logo, uma vez gerada, a energia precisa ser imediatamente consumida, criando a necessidade de um planejamento para a geração, conforme previsões de atendimento à carga (FORTUNATO et al., 1990, p. 28).

Para que a capacidade de geração e a carga sejam compatíveis ao longo do tempo e para que seja suprido o aumento de energia verificado nos últimos anos, é necessário o planejamento da expansão, que indicará “onde, como e quando deverá ser expandida a geração do sistema, de forma a atender (...) o mercado consumidor” (REIS, 2003, p. 233).

Segundo Fortunato, et al. (1990, p. 25) é também necessário garantir o fornecimento de energia elétrica aos consumidores dentro de padrões de continuidade e confiabilidade.

Os aspectos citados comprovam a necessidade de um correto planejamento da operação e também da expansão do sistema elétrico. Salmazo (1997, p. 6) apresenta as principais causas da complexidade do planejamento da operação hidroelétrica como sendo:

- Aleatoriedade das vazões;
- Acoplamento temporal entre as decisões de geração, ou seja, custos imediatos baixos podem se refletir em custos futuros altos;

- Correta representação do complexo modelamento matemático do sistema gerador, seja ele hidráulico ou térmico.

Segundo Arce (2006, p. 2), “o uso correto da energia hidrelétrica (...) torna a operação de um sistema hidrotérmico complexa, pois estabelece um compromisso entre a decisão de operação imediata e as consequências futuras desta decisão”.

As dificuldades aqui representadas fazem com que o problema do planejamento da operação seja desmembrado em diferentes etapas, com representação matemática diferenciada. Assim sendo, há uma distinção entre os estudos de curto, médio e longo prazo, de acordo com a necessidade de cada horizonte. Nos horizontes de médio e longo prazo são considerados os armazenamentos nos reservatórios, análise da probabilidade de déficits de energia futuros, longas indisponibilidades em equipamentos de geração e transmissão e expectativa de geração térmica futura. Já no **curto prazo** são analisadas as questões ligadas ao atendimento da demanda, à supervisão das informações, às restrições operativas das fontes de geração e também da rede elétrica (FORTUNATO et al., 1990).

O tema deste trabalho se situa nesta última etapa. O **planejamento de curto prazo da operação** é denominado “**Programação Diária da Operação Eletroenergética**”, também conhecido como **pré-despacho** das unidades geradoras. É realizado através de uma parceria entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Agente Gerador. São programadas as metas de geração e intercâmbios para o período de um dia, discretizado em intervalos de 30 minutos (VIEIRA, 2007, p. 13).

1.1.1 Delimitação do Tema

O objetivo da programação diária da operação eletroenergética é gerar os programas de atendimento à carga, definindo a geração de cada unidade, a fim de garantir a otimização dos recursos energéticos com vistas a um nível adequado de segurança operacional, no horizonte diário (OPERADOR..., 2009, p. 4).

Neste trabalho é enfocada a programação diária da operação eletroenergética aplicada a uma usina hidrelétrica brasileira de grande porte, ou seja, com capacidade instalada superior a 100 MW, segundo Souza, Fuchs e Santos (1983, p. 14).

A usina em estudo é considerada como Modalidade Tipo I¹, segundo o Submódulo 26.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR..., 2010, p. 4). Logo, é despachada e programada centralizadamente. Possui três máquinas, que somadas podem fornecer uma potência total de até 350 MW.

Não são consideradas as restrições de transmissão da malha de conexão da usina ao sistema elétrico de potência, considerando-se a geração dela representada como inteiramente disponível ao SIN.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Atualmente, o planejamento da operação do SIN é baseado em uma cadeia de modelos que se inicia no horizonte de cinco anos, com o Modelo de Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados (Newave) e continua no médio prazo, com a programação mensal da operação energética e o Modelo de Otimização da Operação de Curto Prazo com Base em Usinas Individualizadas (Decomp), ambos já em uso pelo ONS (OPERADOR, 2009, p. 3).

Com vistas à otimização do pré-despacho da usina em estudo foi detectada a possibilidade de desenvolvimento de um modelo de simulação de curto prazo. Este problema já foi identificado por inúmeros autores e é considerável a quantidade de trabalhos publicados nesta área. Cada autor adota uma metodologia que se adapta mais às necessidades da empresa ou do parque gerador ao qual o estudo é aplicado.

As principais premissas para a solução da questão levantada neste trabalho são a inexistência de um modelo de simulação da otimização da usina estudada, a literatura existente e a produção acadêmica voltadas para esta área, que fornecerão subsídios para o presente desenvolvimento.

¹ Modalidade Tipo I: usinas conectadas à rede básica; usinas cuja operação hidráulica possa afetar a operação de usinas tipo I existentes; ou usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação, tendo em vista seus limites (MW) (OPERADOR..., 2010, p. 4).

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

- Criar um modelo computacional de simulação para utilização na otimização do pré-despacho de uma usina hidrelétrica de grande porte, buscando a minimização das perdas e a utilização das unidades geradoras em pontos de operação próximos do ótimo apontado pela curva-colina.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Apresentar os princípios de operação do setor elétrico brasileiro e do planejamento energético da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Pesquisar os trabalhos que tratam do tema da programação diária da operação eletroenergética de usinas hidrelétricas a fim de subsidiar a criação do modelo proposto;
- Identificar e formular os dados hidrológicos necessários ao estudo, bem como as informações eletroenergéticas pertinentes à análise das perdas no processo de geração de energia;
- Levantar os dados pertinentes à operação hidroenergética da usina em estudo;
- Criar um modelo de simulação do pré-despacho, a fim de levantar o montante de perdas na operação da usina e subsidiar a programação diária da operação eletroenergética da mesma, utilizando a metodologia do otimizador apresentado no trabalho de Salmazo (1997).
- Analisar e interpretar os resultados do modelo sob o ponto de vista das perdas e da evolução dos estados operativos do reservatório de montante.

1.4 JUSTIFICATIVAS

- A proposta de criação de um modelo de simulação para a programação diária da operação eletroenergética de uma usina hidrelétrica vai ao encontro da concepção do curso de Engenharia Industrial Elétrica – Eletrotécnica, que possui em seu projeto pedagógico a proposta de permitir aos egressos aplicar conhecimentos matemáticos, científicos, tecnológicos e instrumentais à engenharia;
- A utilização do simulador (que busca a otimização) desenvolvido neste trabalho proporciona aumento de geração da usina ao longo do tempo e consequente elevação de receita. Também obtém a redução dos custos de manutenção, devido à diminuição do desgaste do conjunto turbina-gerador da usina estudada, pois fornece como resposta melhores pontos de operação do mesmo;
- O responsável pela programação diária da operação eletroenergética da usina em questão passa a possuir uma ferramenta na qual pode comparar a evolução das grandezas hidrológicas da usina no tempo e estudar as perdas no processo de geração, a fim de embasar as suas decisões de pré-despacho em um modelo matemático.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Para a elaboração do trabalho é feita uma pesquisa bibliográfica na literatura disponível sobre o planejamento da operação e, sobretudo, a programação diária da operação eletroenergética. São verificadas as soluções adotadas nos trabalhos voltados para usinas hidrelétricas, alvos de considerável número de dissertações e teses nas principais universidades brasileiras. Após esta etapa são levantados os dados da usina em estudo, analisando projetos, realizando visitas técnicas à instalação e colhendo informações com profissionais que atuam na área.

Concluída a pesquisa e também o levantamento das informações relevantes da usina, é iniciado o processo de solução do problema, com a utilização de recursos computacionais. Esta etapa consiste no desenvolvimento do modelo de simulação com base na metodologia do otimizador existente, e os seus resultados

fornece a resposta para o problema da otimização do despacho da usina hidrelétrica estudada. Por fim é realizada a análise dos resultados computacionais através de gráficos com as curvas de perdas, produtividade e demais grandezas de interesse.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho de conclusão de curso (TCC) apresenta a seguinte estrutura de capítulos, sendo dividido conforme as três disciplinas referentes ao TCC da Engenharia Elétrica da seguinte forma:

- Metodologia Aplicada ao TCC: Capítulo 1;
- Trabalho de Conclusão de Curso 1: Capítulos 2 a 4;
- Trabalho de Conclusão de Curso 2: Capítulos 5 a 7.

Capítulo 1: Introdução: Contém a apresentação do trabalho, tema, delimitação do tema, problemas, premissas, objetivos, justificativas e procedimentos metodológicos para a realização do mesmo.

Capítulo 2: O setor elétrico brasileiro e o planejamento da operação: Este capítulo explica a estrutura do setor elétrico brasileiro, os órgãos existentes e respectivas atribuições. Também coloca a questão da hierarquia do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e como este processo é realizado no Brasil.

Capítulo 3: A programação diária da operação eletroenergética e o problema do pré-despacho: O presente trabalho situa-se, dentro da cadeia do planejamento da operação, no horizonte do pré-despacho das unidades geradoras. Neste capítulo é descrita a atividade da programação diária da operação eletroenergética, conforme regulamentação do submódulo 8.1 dos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). São também apresentados os resultados da revisão bibliográfica sobre as diferentes soluções utilizadas para a programação do pré-despacho.

Capítulo 4: A Usina Hidrelétrica estudada e as formulações hidrológicas e energéticas: A aplicação da metodologia estudada para a programação diária da operação eletroenergética se dá em uma usina hidrelétrica de grande porte. Neste capítulo são informadas as características principais do referido aproveitamento

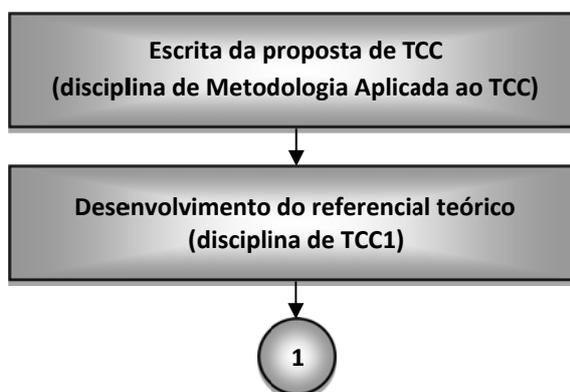
hidroenergético e a formulação para a simulação dos parâmetros hidrológicos e energéticos, necessários ao desenvolvimento do simulador e à resolução do problema.

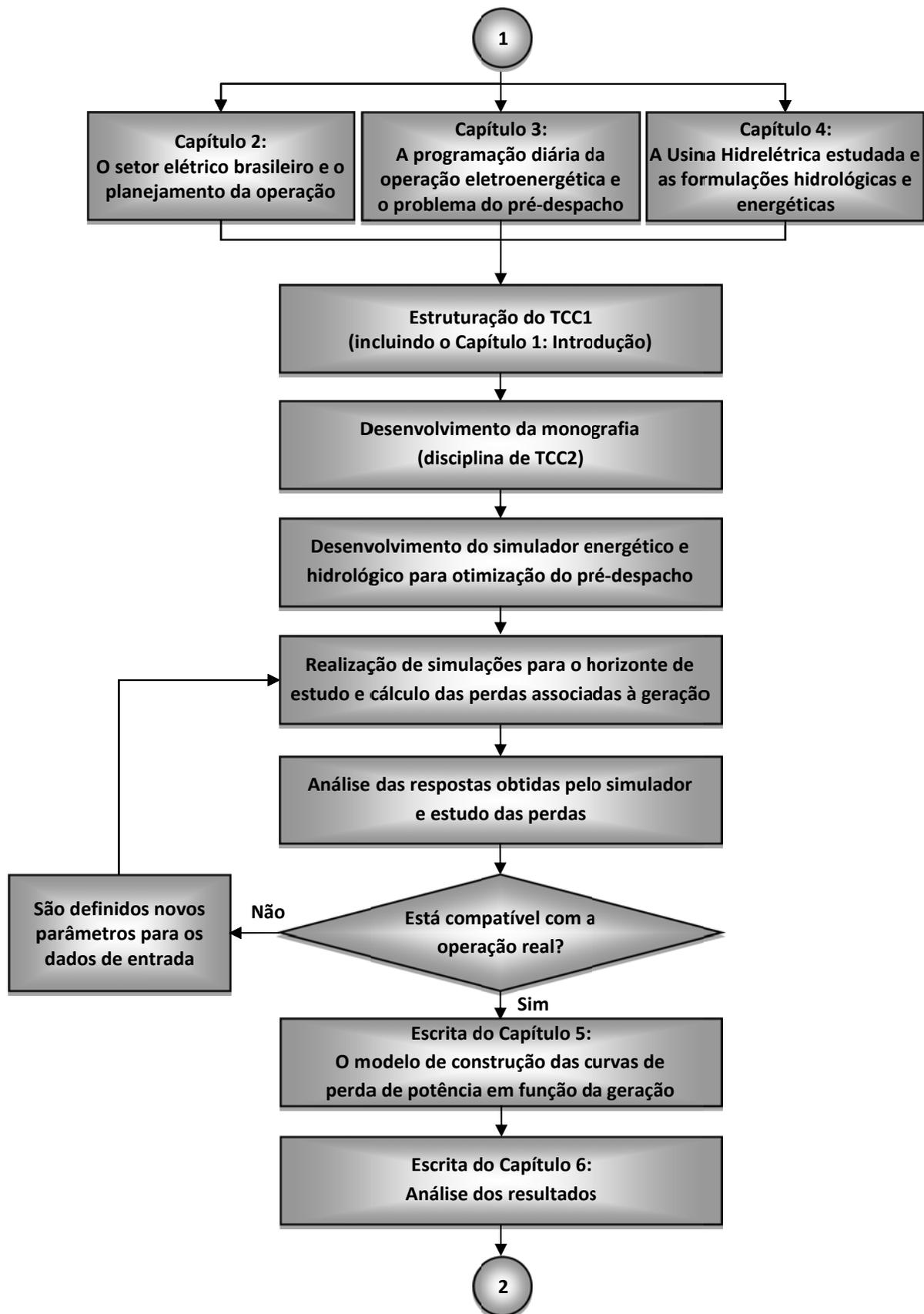
Capítulo 5: O modelo de construção das curvas de perda de potência em função da geração: Como resposta das formulações apresentadas no capítulo anterior é realizada a simulação das variáveis de onde serão extraídos os valores energéticos e hidrológicos para o horizonte de estudo. Para a simulação de um dia, o período de discretização é de uma hora, sendo fornecidos vinte e quatro valores de geração por conjunto turbina-gerador, alterações dos níveis de montante e jusante, vazões defluentes, turbinadas, vertidas, bem como as perdas associadas à geração, tais como perdas de rendimento, perdas de carga no conduto forçado e perdas por elevação do nível de jusante.

Capítulo 6: Análise dos resultados: As respostas calculadas pelo simulador são analisadas neste capítulo. Diferentes valores de meta energética e de condição hidrológica são simulados e as determinações do otimizador são estudadas, a fim de auxiliar a decisão do programador do agente. Importância especial é dada ao estudo das perdas, conforme o cenário mostra-se mais ou menos favorável hidrologicamente.

Capítulo 7: Considerações finais: Neste ponto são confrontados os objetivos propostos, justificativas e demais informações do Capítulo 1 com o que foi desenvolvido nos capítulos 2 a 6.

O fluxograma da Figura 2, a seguir, mostra as etapas de elaboração do trabalho:





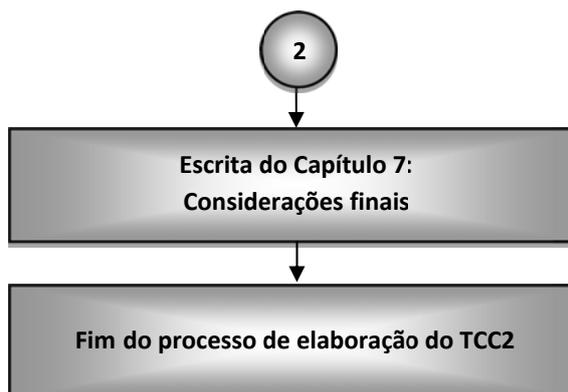


Figura 2: Etapas do desenvolvimento deste trabalho.
Fonte: Autoria própria.

A primeira etapa é a escrita e apresentação da proposta de TCC, representada pelo capítulo 1 desta monografia. Após apresentados o tema e os objetivos, inicia-se a etapa de estudo do referencial teórico (subdividido didaticamente entre os capítulos 2, 3 e 4) necessário para a realização do que foi proposto anteriormente. A terceira etapa é o desenvolvimento do simulador hidroenergético para a usina estudada, utilizando as formulações matemáticas que são apresentadas no capítulo 4 para a obtenção dos dados a ser analisados. Os valores hidrológicos obtidos pela simulação são comparados com valores observados na operação real da usina, sendo alterados os parâmetros de entrada até que haja compatibilização entre o real e o simulado. A convergência dos resultados é necessária para garantir a credibilidade do simulador desenvolvido. As respostas obtidas e as perdas associadas à geração calculadas são representadas através de gráficos que auxiliam na análise da otimização do pré-despacho. Com o simulador descrito no capítulo 5 e a análise dos resultados apresentada no capítulo 6, a conclusão é feita no capítulo 7 mostrando se os objetivos propostos inicialmente neste estudo foram alcançados ao longo do trabalho.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

As duas últimas décadas foram de grande importância para o setor elétrico brasileiro. Mudanças ocorreram, não só na estrutura de mercado de energia, mas também nas estruturas organizacionais das empresas que geram, transmitem e distribuem a energia elétrica no Brasil (LESCANO, 2004, p. 2).

2.1 ESTRUTURA E ÓRGÃOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Houve um momento em que o governo brasileiro deixou de ser capaz de prover todos os investimentos necessários para que o sistema pudesse atender a totalidade da crescente demanda de energia elétrica de que o país necessitava. Para Lescano (2004, p. 3) quatro processos foram essenciais para que estas mudanças ocorressem:

- A privatização permitiu a transferência da responsabilidade do governo para o setor privado, para que maiores investimentos fossem realizados, além de maior competição entre empresas de diversas esferas a fim de torná-las mais eficientes.
- Maior competição de geração e comercialização de energia elétrica, propiciando redução dos preços e, novamente, o aumento da eficiência das empresas.
- Livre acesso às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Finalmente, a desverticalização, ou segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Este ponto, na sua forma mais agressiva, afirma que estas atividades devem ser realizadas por empresas distintas. Entende-se, portanto, que a desverticalização permite o livre acesso de produtores e consumidores às redes de transmissão e distribuição.

De acordo com estes tópicos, uma nova estrutura organizacional foi implantada, conforme a Figura 3.

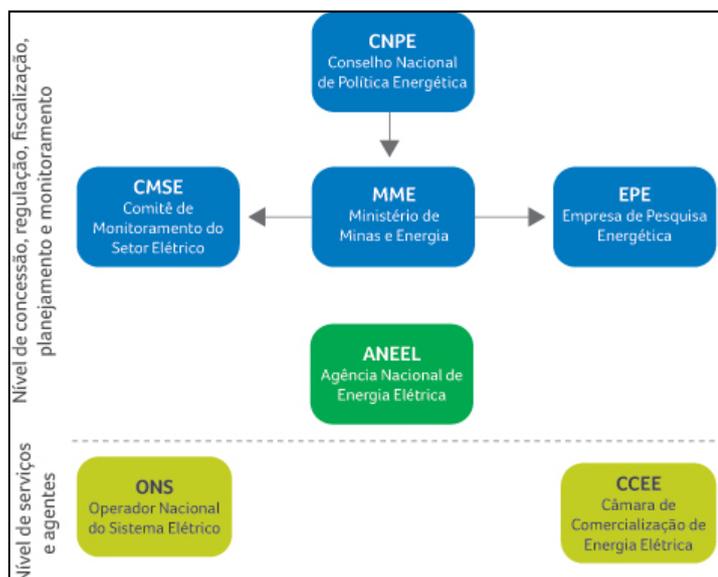


Figura 3: Modelo do setor elétrico: principais instituições.
Fonte: ELETROBRÁS (2010).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão de assessoramento interministerial à Presidência da República, regido pela Lei nº 9.478. Atua através da elaboração de políticas e diretrizes para o aproveitamento dos recursos energéticos, principalmente do petróleo e seus derivados como o gás natural no Brasil e não somente da energia elétrica (BRASIL, 1997).

O Ministério de Minas e Energia (MME) é responsável por formular e implantar as políticas elaboradas pelo CNPE, além de monitorar os suprimentos de energia nacional e planejar a sua utilização, inclusive em aproveitamento de recursos hidráulicos (BRASIL, 2012).

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) está no mesmo âmbito do MME. Avalia continuamente as reservas eletroenergéticas do país. Também é sua atribuição acompanhar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além da sua importação e exportação (BRASIL, 2004).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada através da Lei nº 10.847. É responsável por pesquisas e estudos de planejamento do setor eletroenergético para subsidiar a implantação de ações definidas pelo MME, elaborar e publicar o Balanço Energético Nacional (BEN) e determinar o aproveitamento ótimo dos

potenciais hidráulicos (BRASIL, 2004). Neste trabalho será discutida a operação tomando como certa a expansão prevista pela EPE.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou seus trabalhos em 1996, através da Lei 9.247 e também é vinculada ao MME. Suas funções são fiscalizar e regular a geração e transmissão de energia elétrica, mediar conflitos entre agentes do setor elétrico e consumidores. Exclusivamente para os consumidores, deve garantir a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, promover tarifas justas, exigir investimentos dos agentes e estimular a competição entre eles.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) começou a operar através do Decreto nº 5.177, sob tutela da ANEEL, e é uma entidade sem fins lucrativos, que tem o propósito de viabilizar a comercialização de energia elétrica através do Sistema Interligado Nacional (SIN), intermediando compra e venda de energia e todo o processo contratual, inclusive medições de aferição para verificação de valores contratados (BRASIL, 2004).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), regido pela Lei nº 9.648, também está sob regulação da ANEEL. Tem por finalidade operar a rede de transmissão de energia elétrica, além de ser obrigado a assegurar a qualidade, continuidade e economicidade da energia elétrica. O ONS também pode solicitar a expansão da rede básica e propor novas regras para a operação do SIN, sob aprovação da ANEEL (VIEIRA, 2007, p. 8).

Fica explícito de acordo com a Lei 9.648 que o ONS, é responsável pelo planejamento e despacho centralizado da geração de energia, além da otimização da interligação dos sistemas elétricos nacionais e internacionais, condições de acesso e serviços ancilares da rede de transmissão de energia. O ONS, no seu papel de coordenador do SIN é obrigado a tomar decisões referentes ao planejamento elétrico observando a otimização dos recursos além da segurança elétrica da operação. Além disso, os recursos instalados nas usinas pertencem às concessionárias, e cabe a elas defender os seus direitos (BRASIL, 1998).

2.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

A fim de que toda a energia produzida no Brasil possa ser transportada para os centros consumidores, denomina-se a malha de transmissão de energia como Sistema Interligado Nacional (SIN). De acordo com o ONS (2008, p. 14), o SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. É composto pela Rede Básica, 64 concessionárias, além de abranger 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do Brasil, conforme pode ser verificado na Figura 4.

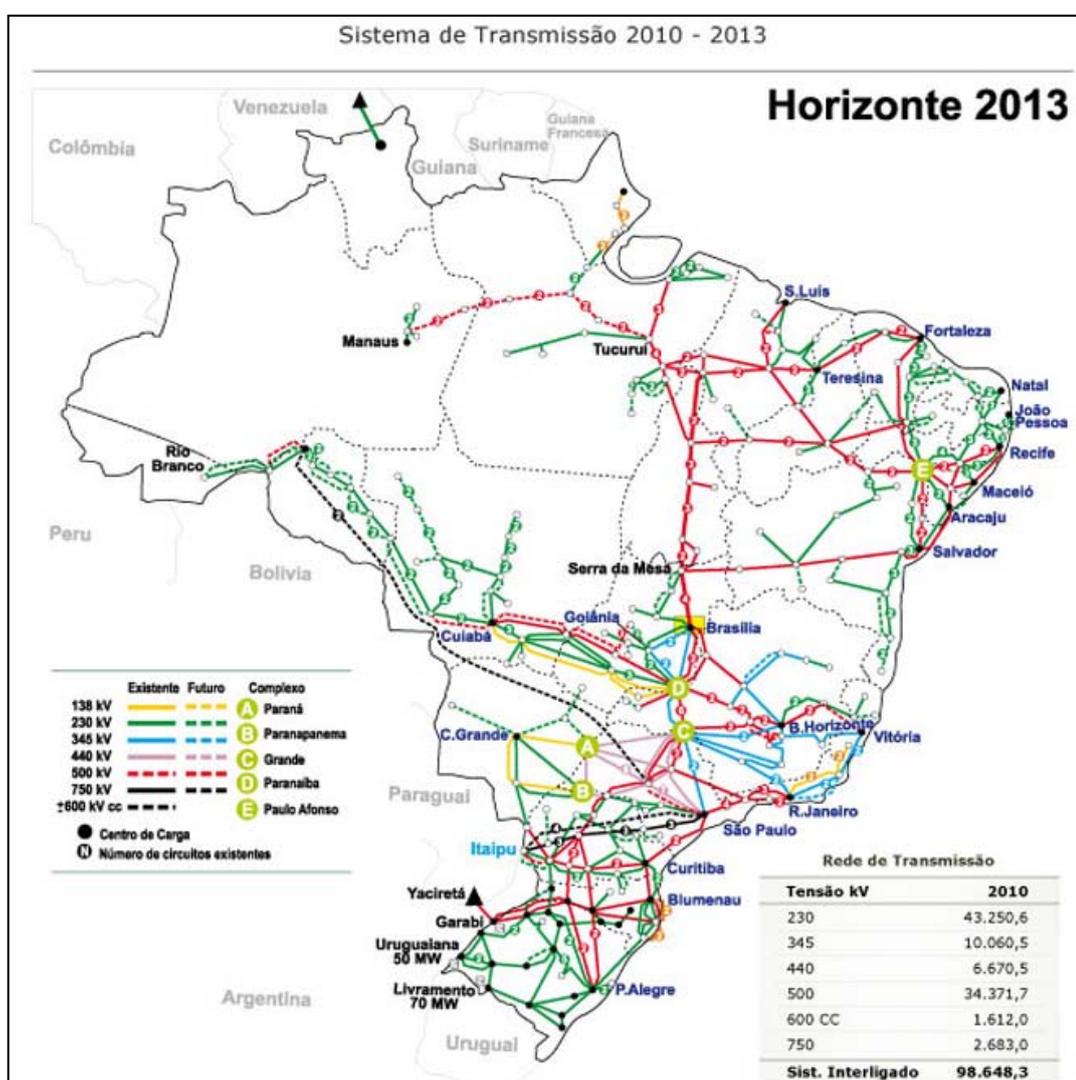


Figura 4: Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2013.
Fonte: BRASIL (2012).

O SIN é considerado hidrotérmico, com forte presença da geração hidráulica. Há a possibilidade de intercâmbio de energia entre as regiões brasileiras, reduzindo os efeitos da sazonalidade dos recursos hídricos, ou seja, é possível que seja enviada energia gerada em locais com abundância de chuvas para regiões onde há escassez de recursos hídricos (VIEIRA, 2007, p. 9).

De acordo com o Operador Nacional do Sistema (2008, p. 16), existem também os sistemas isolados de energia, predominantemente localizados na região Norte (as maiores cidades abastecidas são Rio Branco (AC), Macapá (AP), Manaus (AM) e Porto Velho (RO)) cuja demanda é suprida principalmente por usinas termoelétricas e algumas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Esses sistemas isolados correspondem a apenas 3,4% de toda a energia gerada no território nacional, mas em dimensões por cerca de 45% de todo o território brasileiro.

A existência da malha de transmissão que interliga os centros geradores aos centros de consumo permite o intercâmbio de energia entre regiões. Esta peculiaridade contribui para a otimização dos recursos, uma vez que pode ser economizada água em reservatórios importantes do sistema enquanto a energia é produzida em outras regiões (VIEIRA, 2007, p. 9).

Como se pode verificar, a operação do SIN é uma tarefa bastante complexa e deve considerar diversos fatores, como investimentos e condições climáticas. Fica a cargo do ONS a responsabilidade pela coordenação e controle da operação do SIN. Esta responsabilidade também inclui o planejamento da geração de energia para as concessionárias que estão conectadas ao SIN. Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG):

O Brasil possui no total 2.673 empreendimentos em operação, gerando 119.332.871 kW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 48.753.964 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 161 empreendimentos atualmente em construção e mais 573 outorgadas (ANEEL, 2012).

2.3 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO NO SIN

Ao se operar de maneira ótima um sistema hidrotérmico de grande porte, como é o caso do SIN, com uma grande quantidade de usinas no sistema, a dificuldade computacional de modelagem matemática das mesmas e a estocasticidade das vazões justificam a divisão do planejamento em diferentes horizontes de tempo. Analisando-se a necessidade de geração térmica em cada

estágio do planejamento, cria-se a função de custo futuro (FCF), que interliga as etapas do planejamento da operação (FINARDI, 2003) (SALMAZO, 1997).

Se, em um dado momento, for utilizada somente energia de usinas hidrelétricas, seu custo é zero, pois a água é uma fonte renovável e chega ao reservatório sem nenhum custo. Porém, ao fazer isto, o reservatório é deplecionado e aumenta a possibilidade de despacho térmico no futuro, que possui custo maior.

A grande dificuldade de encontrar a melhor decisão de geração é coordenar o princípio antagônico da otimização: quanto mais o reservatório é deplecionado, mais energia é gerada no momento e maior é o volume de espera para altas vazões futuras. Contudo, no futuro, mais água será necessária para produzir a mesma geração, devido à redução da altura de queda (SALMAZO, 1997).

2.3.1 Custo Total da Operação

A questão a ser respondida é: de que maneira a decisão de hoje afeta o custo futuro e como isso se dá?

O resultado do planejamento da operação deve ser a minimização do custo total de operação ao longo dos horizontes estudados. O custo total é a soma do custo imediato e do custo futuro, referentes às decisões tomadas no presente e os seus resultados ao longo do tempo, respectivamente (CCEE, 2009, p. 6).

A definição dos custos da operação pode ser visualizada na Figura 5. A curva de custo imediato inicia com um valor baixo, pois, utilizando-se água no presente (volume a 0%) o custo imediato é pequeno, sendo gerada energia que estava armazenada nos reservatórios. Na medida em que se busca manter o volume próximo a 100%, o valor do custo imediato sobe, pois é economizada água e a carga deve ser atendida através de energia térmica, com custo maior (CCEE, 2009, p. 7).

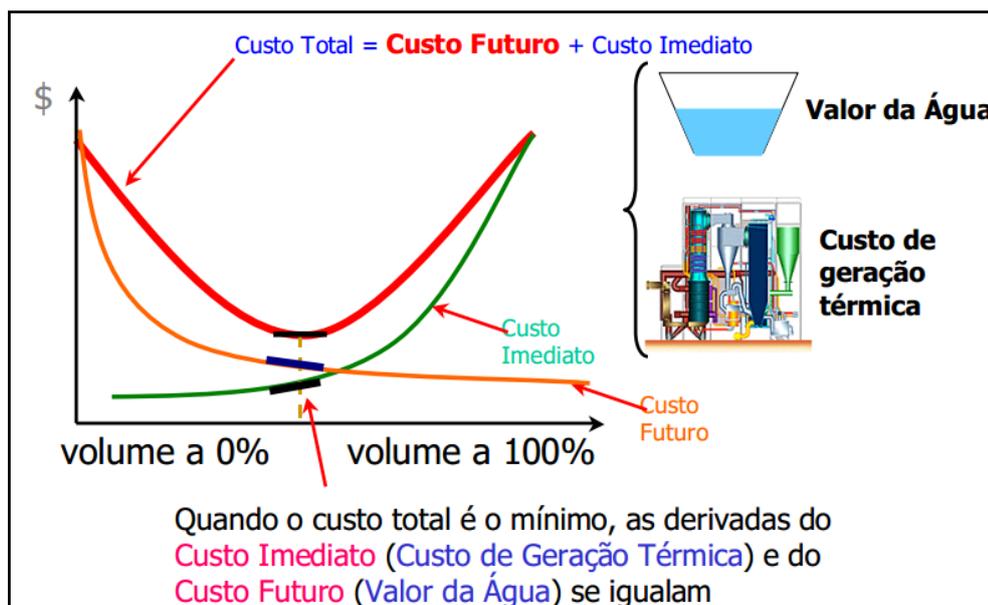


Figura 5: Custo total da operação.
FONTE: CCEE (2009, p. 6).

Já a análise da curva de custo futuro pode ser feita supondo-se que no futuro haja uma carga a ser atendida e não exista água disponível nos reservatórios. Será necessário utilizar geração de usinas térmicas caras. Por este motivo ela possui um valor alto quando o volume tende a 0%. Na medida em que aumenta o volume armazenado, menos usinas térmicas precisam ser despachadas e a curva reduz o seu valor quando o volume tende a 100%.

É necessário, portanto, que, além da decisão imediata de se utilizar usinas térmicas ou hídricas, seja observado o impacto desta decisão no custo futuro, ou seja, o objetivo do presente deve compactuar para que o reservatório atinja o volume indicado pela seta na Figura 5 (volume que minimiza o custo total). Em suma, com conhecimento dos fatores presentes e previsão dos futuros, deve ser igualado o valor da água ao valor da energia térmica mais cara em operação no momento. Esses fatores tornam complexa a operação econômica do SIN. Por este motivo, divide-se o planejamento em horizontes, cada um com sua peculiaridade (CCEE, 2009, p. 7).

2.3.2 Horizontes de Planejamento

Operar de forma econômica um sistema elétrico é “determinar quais unidades geradoras, e os respectivos níveis de geração, devem ser utilizadas no atendimento à demanda, de forma que o custo operativo associado ao uso dessas unidades seja o mínimo possível” (FINARDI, 2003, p. 6).

Borges (2010, p. 1) destaca que o planejamento eletroenergético é uma atividade complexa e deve minimizar os custos de operação ao longo do seu horizonte.

O planejamento da operação de sistemas elétricos varia conforme o arranjo das fontes de energia utilizadas para geração. Em sistemas termoelétricos o objetivo é minimizar o consumo dos combustíveis. Já em sistemas puramente hidrelétricos os custos de operação podem envolver desde o pagamento de *royalties* pela utilização da água até o custo pelo não atendimento da demanda de energia (déficit). Para um sistema hidrotérmico, como é o caso do sistema elétrico brasileiro, o planejamento da operação deve atender aos requisitos do mercado de energia com eficiência, utilizando estratégias que minimizem o custo da geração ao longo do tempo, reduzindo o uso das usinas térmicas, que possuem custo mais elevado (MULLER, 2010, p. 15).

A dificuldade do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos se inicia com a necessidade de analisar a operação de forma temporal, já que as decisões tomadas atualmente interferem nos estados de armazenamento dos reservatórios no futuro (ARCE, 2006, p. 3).

Também a aleatoriedade das vazões faz com que o planejamento da operação seja complexo quando se possui uma forte matriz energética baseada na hidroeletricidade. Este conjunto de condições estabelece o “dilema do operador”, ilustrado na Figura 6, que apresenta o risco de se optar pela utilização de geração hidrelétrica ou termoelétrica no presente, a fim de suprir a demanda, conforme varia o cenário futuro (ARCE, 2006, p. 6).

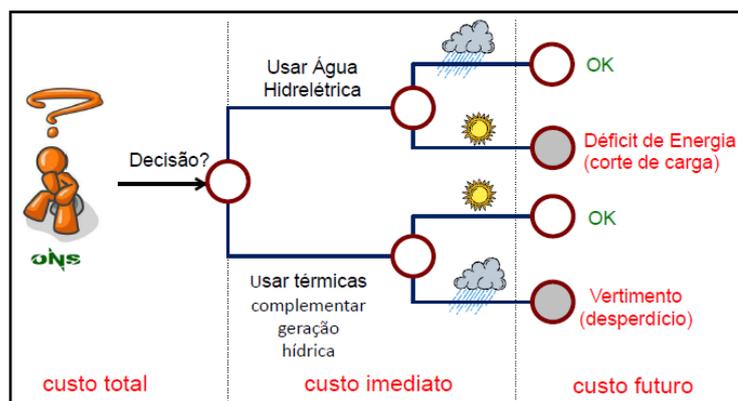


Figura 6: Dilema do Operador.
Fonte: CCEE (2009).

O controle dos níveis dos reservatórios é uma tarefa complexa, como mostra a Figura 6, pois caso a água armazenada nos reservatórios seja utilizada e não haja ocorrência de chuvas no futuro, a geração deverá ser feita através de usinas termelétricas, aumentando o custo da energia gerada e, se ainda não for possível suprir toda a demanda através da geração térmica, ocorrerá déficit de energia e corte de carga. Da mesma forma a decisão do operador pode ser equivocada caso os reservatórios sejam pouco utilizados, gerando-se energia através das térmicas no presente, e um elevado volume de aflúências vier no futuro. Esta situação poderá causar vertimento turbinável, que representa desperdício dos recursos energéticos e, conseqüentemente, um incremento no custo total de operação do sistema (RODRIGUES, 2009, p. 7).

Por outro lado, se for gerada energia nas usinas hidrelétricas, utilizando a água armazenada nos reservatórios para minimizar o custo dos combustíveis das térmicas, e no futuro ocorrerem vazões consideráveis, a decisão se mostra correta, pois não há déficit de energia. Da mesma forma, caso o operador decida manter o estoque de água nos reservatórios, utilizando mais energia térmica, o custo imediato torna-se superior. Em caso de estiagem futura, a decisão mostra-se acertada, pois foi economizada água que pode ser utilizada durante a seca (MULLER, 2010, p.16).

Em um sistema hidrotérmico, o planejamento é afetado pela dificuldade de previsão de fatores como: sazonalidade da demanda, controle de vazão das bacias em caso de cheias além da grande diversidade de uso da água (recreação, agricultura, abastecimento de cidades). A combinação desses fatores afeta o resultado do planejamento, devido ao grau de incerteza envolvido e também pelo fato de que a decisão tomada no presente afetará a operação futura. Portanto, para

a melhor utilização dos recursos envolvidos, o planejamento energético brasileiro foi dividido em horizontes de tempo, ou seja, Longo, Médio e Curto Prazo. Os modelos de análise são diferentes para cada período além dos fatores considerados em cada um, conforme exemplifica a Figura 7 (BORGES, 2010, p. 1).

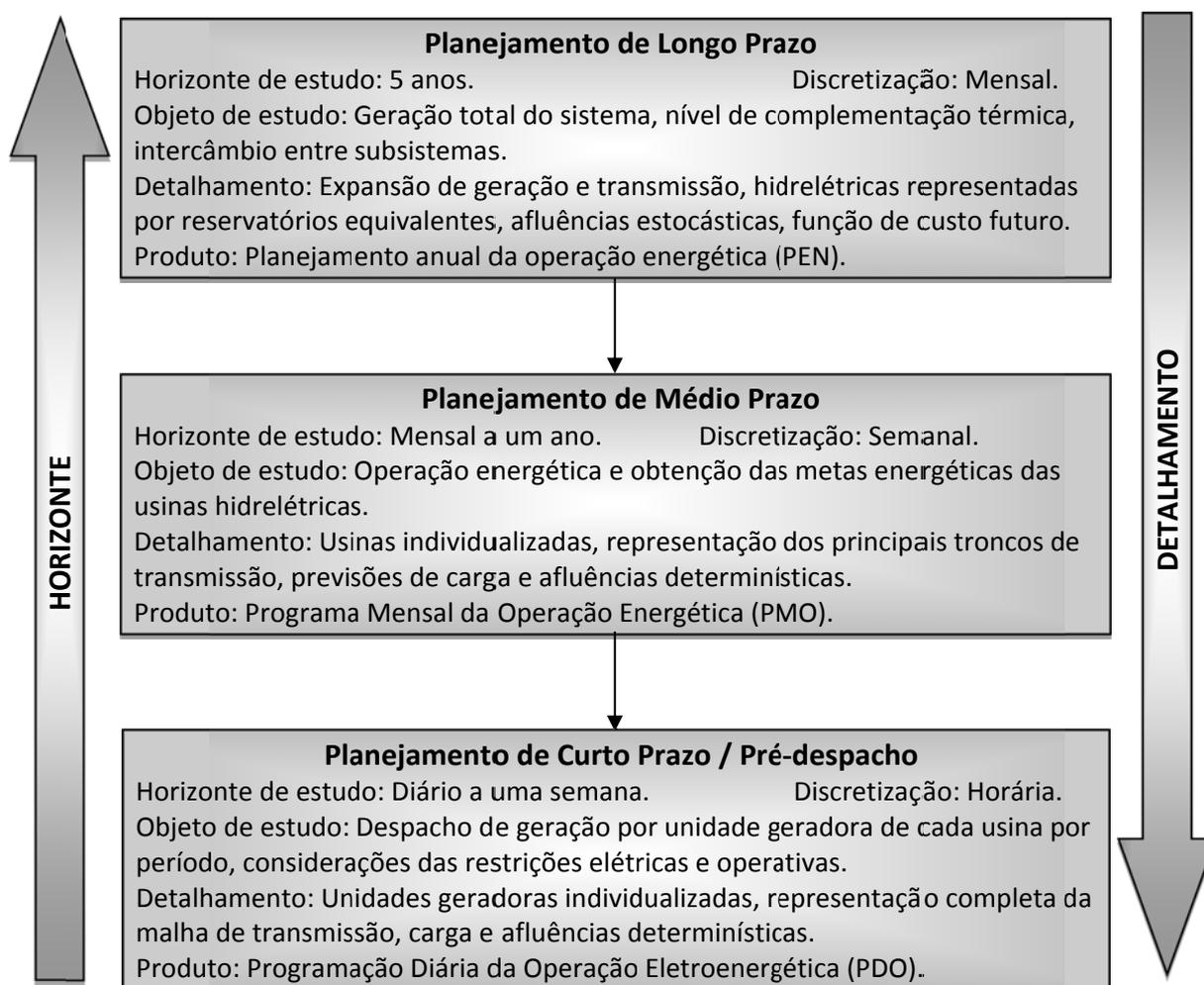


Figura 7: Etapas do planejamento da operação.

Fonte: Adaptado de CCEE (2009, p. 4), Vieira (2007, p. 14) e Takigawa (2010, p. 41).

2.3.2.1 O Planejamento da Operação de Longo Prazo

Segundo Borges (2010, p. 6) o planejamento da operação de longo prazo dá início à cadeia de planejamento tendo em vista um horizonte de dois a cinco anos à frente da etapa presente. Sua discretização é mensal, como pode ser visto na Figura 7. No Brasil é adotado o período de cinco anos para este tipo de estudo (MULLER, 2010, p.18).

Neste horizonte a visão do problema é global, sendo consideradas grandezas como: a carga, estimada a partir de previsões econômicas (crescimento do mercado), as inovações tecnológicas (evolução nas máquinas) e as alterações do cenário energético (expansão de geração e transmissão) (FORTUNATO et al., 1990).

O conjunto de usinas hidrelétricas de cada subsistema do SIN (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) é agregado em um único reservatório e o parque térmico em classes segundo seu custo operativo. Devido à dificuldade de previsão de vazões futuras, para o longo prazo adota-se um modelo estocástico para as vazões (SALMAZO, 1997).

A modelagem através de reservatórios equivalentes é realizada nesta etapa a fim de simplificar a representação de cada usina do sistema, face à dificuldade de solução matemática do problema devido à dimensão e complexidade trazida pelo detalhamento de cada usina individualmente (MULLER, 2010, p.18).

Para atender a demanda de energia, ao longo do período de estudo, com um nível mínimo de confiabilidade é considerada a capacidade de geração das usinas hidrelétricas, a geração térmica necessária e a política de operação do sistema representada por funções de custo futuro. Estas funções traduzem o custo esperado de operação de um período qualquer até o final do horizonte, quantificando os riscos no atendimento energético e os intercâmbios entre os subsistemas (BORGES, 2010, p. 6) (FINARDI, 1999, p. 12).

Atualmente estes estudos são elaborados anualmente, tendo revisões quadrimestrais, de modo a atualizar as informações básicas. A ferramenta computacional utilizada é o modelo NEWAVE, que calcula a Função de Custo Futuro (FCF) como função do armazenamento do reservatório equivalente no final de cada mês e da tendência hidrológica verificada em meses anteriores para cada subsistema. Também são obtidos resultados como riscos de déficit de energia, estimativas do custo de operação, evolução do armazenamento do sistema, adequação de cronogramas de manutenção e valores de intercâmbios (TAKIGAWA, 2010, p. 42).

2.3.2.2 O Planejamento da Operação de Médio Prazo

No Planejamento de Médio Prazo, o período considerado é de um mês a um ano, com discretização semanal. Quanto mais breve o horizonte, maior o nível de detalhamento necessário. Nesta etapa não há mais a representação por reservatório equivalente, sendo as usinas modeladas de maneira individual e passam a ser definidas metas energéticas semanais por aproveitamento (FORTUNATO et al., 1990, p. 118) (BORGES, 2010, p. 7).

O modelo de afluições deixa de ser estocástico e passa a ser determinístico, assim como a previsão de cargas próprias. O sistema de transmissão passa a ser representado pelos seus principais troncos e também é inserida a previsão de manutenção de unidades geradoras e de grandes funções de transmissão (SALMAZO, 1997, p. 10).

O controle correto do nível de montante dos reservatórios é o que possibilita ganhos desta etapa, onde se busca maximizar a produtividade evitando vertimentos. Os principais resultados desta fase do planejamento são: a geração e o nível de armazenamento de cada usina hidrelétrica, geração das usinas térmicas, manutenções de unidades geradoras e a responsabilidade de geração de energia por empresa (SALMAZO, 1997, p. 10).

Tendo como base as metas definidas no planejamento de longo prazo, no médio prazo são definidas as políticas operativas para as semanas do mês corrente, havendo revisões semanais do processo devido à dinâmica operativa do sistema. A ferramenta utilizada é o modelo DECOMP e os resultados desta etapa, tais como as metas diárias por aproveitamento e as diretrizes energéticas para a fase seguinte do planejamento, são divulgados no Programa Mensal da Operação (PMO) (TAKIGAWA, 2010, p. 42).

2.3.2.3 O Planejamento da Operação de Curto Prazo

O planejamento da operação de curto prazo, ou Programação Diária da Operação (PDO), se aproxima da operação em tempo real do sistema elétrico, possuindo horizonte de um dia até uma semana, discretizado em horas. O atendimento à carga é o objetivo e são definidos os montantes de despacho das unidades geradoras do sistema em função da responsabilidade de geração (meta) e

reserva operativa, para ajudar no acompanhamento da variação de carga, considerando-se mais detalhes como desligamentos da malha de transmissão ou limitações técnicas (SALMAZO, 1997, p. 12).

Esta etapa “aproxima-se da operação em tempo real em que o problema energético se integra com o problema elétrico, exigindo uma representação mais detalhada do modelo do sistema eletroenergético” (BORGES, 2010, p. 7).

Diferentemente dos outros horizontes de estudo, onde as incertezas sobre as variáveis que integram o problema são grandes, o planejamento de curto prazo, devido ao pequeno horizonte de estudo, é uma etapa com caráter determinístico, já que se detêm com grande taxa de acerto as previsões de afluências e demandas ao longo deste período. Já nesta etapa as configurações elétricas do sistema são feitas de modo mais detalhado, inclusive linhas de transmissão e redes de distribuição (MULLER, 2010, p.19).

Segundo Takigawa (2010, p. 42), a PDO objetiva estabelecer os níveis de geração de cada unidade geradora do sistema, em intervalos de 30 minutos, no dia que antecede a operação em tempo real, a fim de garantir a otimização energética dos recursos de geração e a segurança operacional do sistema.

No capítulo 3 será apresentado o processo da PDO no Brasil, sendo explicadas as variáveis de importância neste horizonte, como são divididas as responsabilidades e como é realizada a interação entre os agentes e o ONS. Também será esclarecida a sequência de eventos necessários à realização da rotina da PDO, por intermédio de um fluxograma. Por fim, serão explicados os detalhamentos com os quais diferentes autores trabalharam na modelagem das usinas.

3 A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA E O PROBLEMA DO PRÉ-DESPACHO

3.1 OBJETIVOS E DETALHAMENTO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

A programação diária da operação eletroenergética é a etapa mais próxima da operação em tempo real do sistema elétrico. Neste horizonte o ganho da otimização pode ser medido pela economia do recurso (água) utilizado para a geração. Ou seja, a otimização modelada no pré-despacho reverte-se em máquinas operando em melhores pontos de rendimento, utilizando-se menos água para gerar a mesma quantidade de energia (SALMAZO, 1997).

Dentre os diferentes estudos coordenados entre si, de objetivos e foco de análise específicos, está a programação diária da operação eletroenergética (PDO), também chamada “pré-despacho” (FORTUNATO et al., 1990; SALMAZO, 1997; VIEIRA, 2007), cujo objetivo é “a otimização da operação do SIN, por meio do suprimento, nas melhores condições técnicas (elétricas e energéticas), econômicas e com maior segurança operacional possível, das demandas previstas” (OPERADOR..., 2009, p. 3), ou seja, define um cronograma e condições de geração de cada unidade do sistema, de acordo com as características de cada máquina, para o dia seguinte discretizados em intervalos de 30 minutos, obedecendo às diretrizes estabelecidas pelo planejamento da operação energética para atender as previsões de carga do SIN, alcançando maiores economia e eficiência.

O ONS, juntamente com os agentes envolvidos, considera diariamente os seguintes fatores: as metas definidas pelo Programa Mensal da Operação Energética (PMO), as informações referentes a restrições elétricas nos sistemas, restrições hidráulicas e ambientais da utilização das águas, previsões de afluições e meteorológicas, cronogramas de manutenção das unidades geradoras e de intervenções na rede e as características dos equipamentos e instalações que compõem o SIN (OPERADOR..., 2009). Todas essas informações são utilizadas para otimizar o pré-despacho através do Programa Diário da Operação Eletroenergética (PDE), o qual é composto pelos Programa Diário de Produção (PDP), Programa Diário de Intervenções (PDI) e Programa Diário de Defluências (PDF).

O PDP contém as informações de caráter energético como: previsão de carga, programas de geração das usinas e de defluência turbinada e vertida, intercâmbio líquido por agente de geração e de distribuição, intercâmbios entre subsistemas, manutenção das unidades geradoras e suas restrições operativas, entre outras (OPERADOR..., 2009).

As diretrizes operativas em relação a manutenções e intervenções nos equipamentos do sistema de transmissão estão no PDI, assim como os limites de transmissão e de despacho das usinas decorrentes dessas intervenções (OPERADOR..., 2009).

O PDF contém os valores de afluência média diária prevista e defluência total média diária programada, por aproveitamento, e a previsão do nível de armazenamento nos reservatórios ao longo das 24 horas do dia programado. Todas as informações contidas nos programas que compõem o PDE estão definidas detalhadamente no Submódulo 8.1 dos Procedimentos de Rede ONS (OPERADOR..., 2009).

Todo o processo de programação ocorre de forma participativa e interativa entre o ONS e os agentes envolvidos, havendo transparência de informações entre as partes e tratamento justo para os agentes, baseado em princípios de equidade por parte do ONS, sendo este o responsável pela aprovação final da PDE. O ONS também define quais são as responsabilidades e atribuições de cada parte para a elaboração do pré-despacho. Além de aprovar e estabelecer os programas finais de geração, o ONS deve obter internamente alguns dados como as informações contidas na PMO, características físicas e operativas das usinas hidrelétricas e termoelétricas, previsões meteorológicas e de vazões naturais médias, previsões de carga de demanda a cada 30 minutos e máxima de cada subsistema e analisar o seu atendimento com confiabilidade e continuidade. Também é dever do ONS acionar os agentes envolvidos para obter os dados necessários nos prazos estabelecidos e consolidar essas informações sempre interagindo com os agentes, analisar e compatibilizar as propostas de programas de geração e intercâmbio definidos, solicitando eventuais mudanças, para serem validados sob o enfoque elétrico e energético e compor PDP, PDI e PDF e disponibilizá-los aos agentes (OPERADOR..., 2009).

Os agentes de geração devem fornecer as informações para a composição dos PDP e PDF como o cronograma de manutenção dos equipamentos de geração,

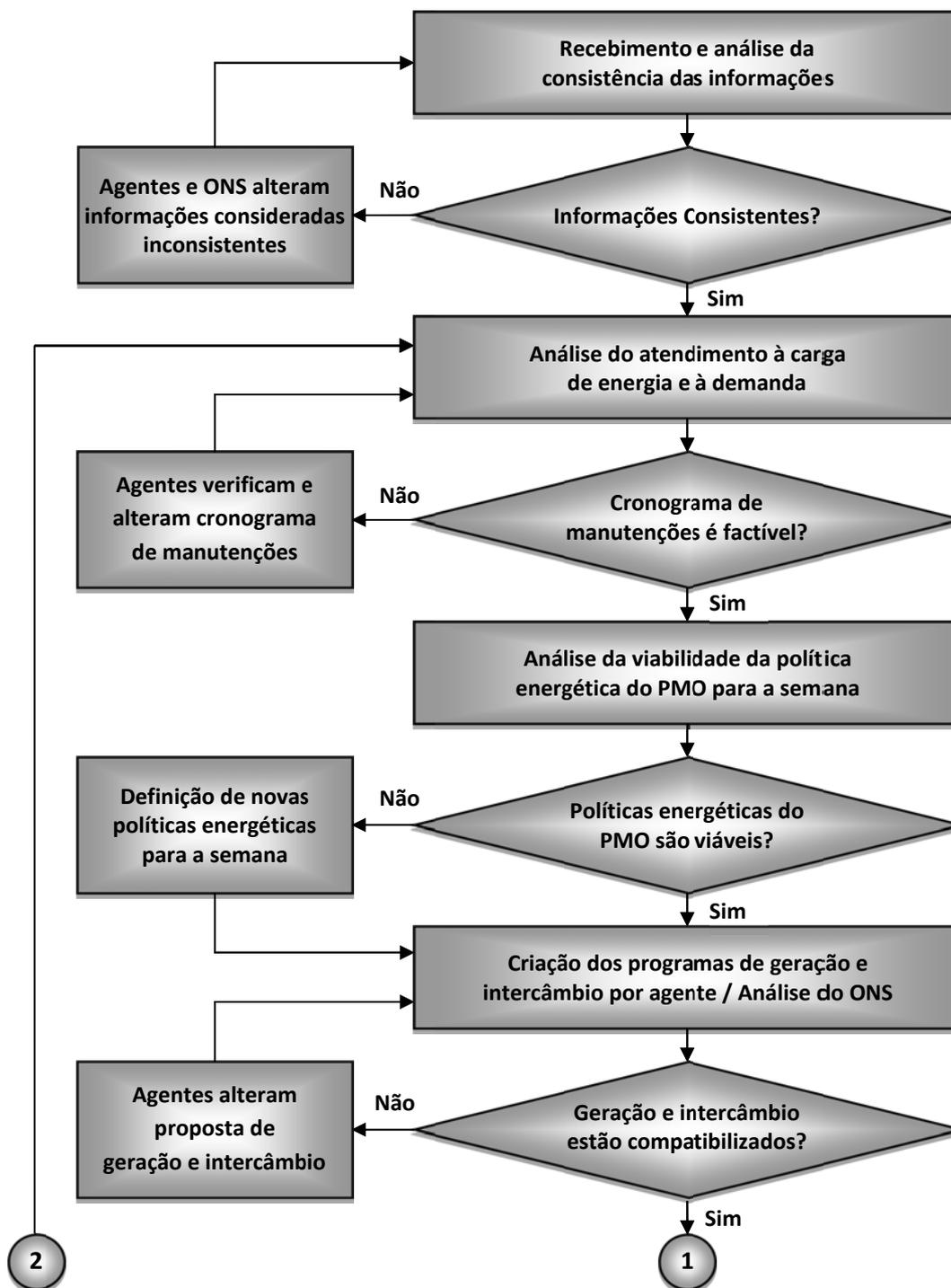
analisando e implementando as alterações solicitadas pelo ONS, informar as restrições operativas das usinas e seus valores máximos e mínimos de geração, elaborar as propostas de programação de geração e defluências turbináveis e vertidas de cada usina e programa de intercâmbio líquido de energia.

Os agentes de transmissão analisam as solicitações feitas pelo ONS em relação a mudanças no cronograma de manutenção de equipamentos de transmissão que afetem a segurança ou programa de geração das usinas.

Os agentes de distribuição fornecem o potencial de demanda passível de ser reduzida ou desconectada e o tempo necessário para o retorno delas, e dados referentes a restrições elétricas locais e indisponibilidade de circuitos da rede de distribuição que possam afetar a geração, analisando as mudanças no cronograma de manutenção dos equipamentos solicitadas pelo ONS (OPERADOR..., 2009).

3.2 FLUXOGRAMA DO PROCESSO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

As etapas da PDO, desde a sua concepção até o seu fechamento, podem ser verificadas na Figura 8, que exibe um fluxograma das atividades do ONS e dos agentes envolvidos na elaboração do pré-despacho de todas as unidades geradoras do SIN.



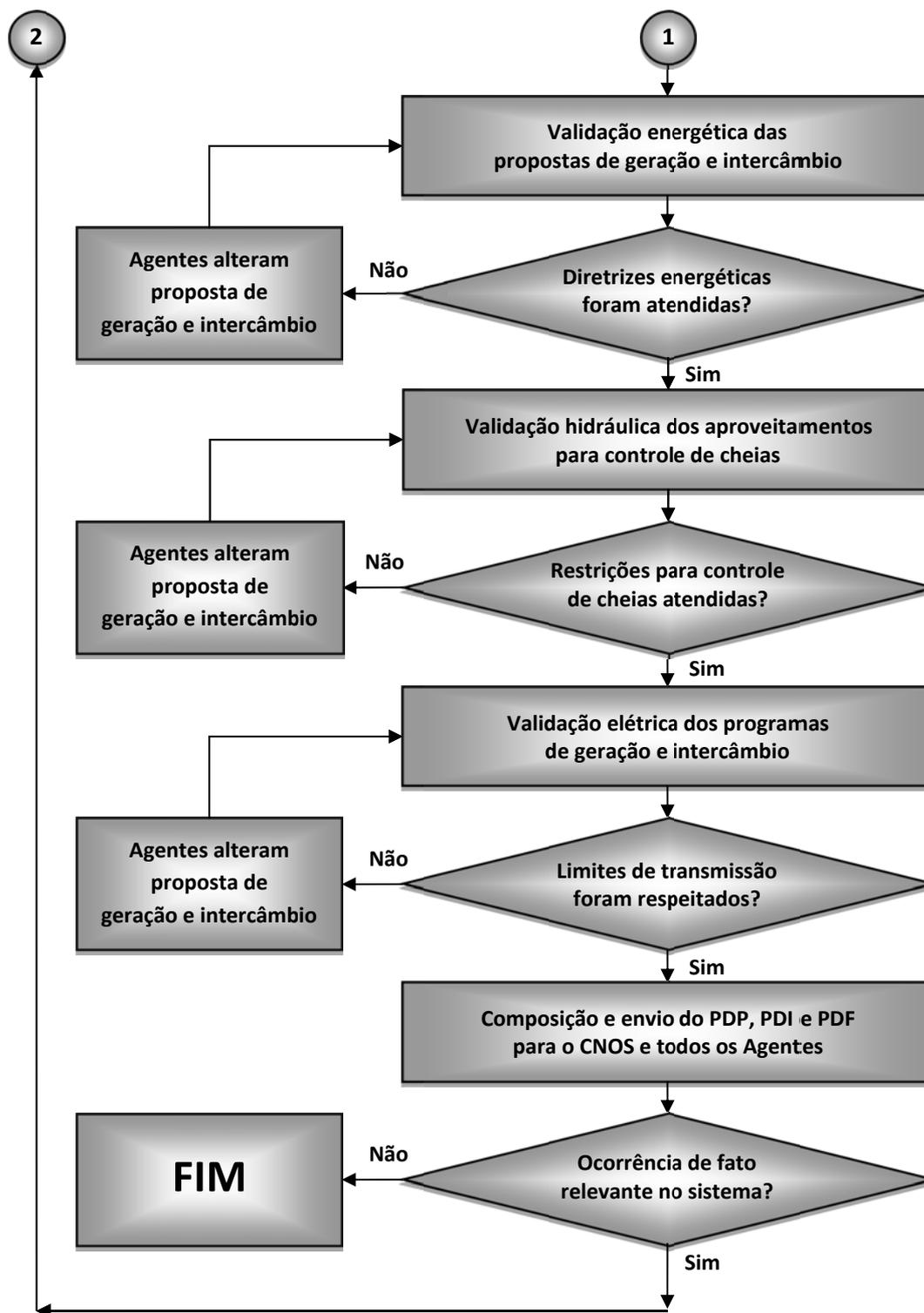


Figura 8: Fluxograma da PDO.
 Fonte: Adaptado de OPERADOR ... (2009).

O processo da PDO se inicia com a troca das informações entre ONS e agentes, conforme a responsabilidade de cada um deles. Caso haja alguma inconsistência, ocorre a interação entre as duas partes, as informações são revisadas e reenviadas. Se as mesmas estiverem corretas, passam a ser consolidadas (OPERADOR..., 2009, p.14).

Na sequência são enviados pelos agentes os dados de carga de demanda integralizada em intervalos de 30 minutos. Realiza-se a análise para avaliar as condições de atendimento da demanda para o período de ponta, a fim de verificar necessidade de alterações nos cronogramas de manutenção de unidades geradoras e de instalações de transmissão, sempre buscando garantir a segurança do sistema e de equipamentos. Além destes aspectos devem ser avaliadas as condições de atendimento energético que impõem restrições à otimização energética da operação do sistema (OPERADOR..., 2009, p.14).

Em função das revisões semanais do PMO, cada usina despachada centralizadamente recebe uma meta de geração semanal. Durante a elaboração da PDO são analisadas as condições hidroenergéticas dos subsistemas, para cumprimento das determinações da política energética do PMO. Caso as mesmas sejam viáveis, passa-se para a próxima etapa. Caso contrário, são definidas novas políticas energéticas para a semana (OPERADOR..., 2009, p.15).

Com o nível de informações que já foi avaliado, inicia-se o processo de elaboração das propostas de geração e intercâmbio por agente, de forma a implementar o cumprimento das metas energéticas para diferentes patamares de carga, sendo normalmente quatro (leve, média, pesada e ponta). Além disso, são estudadas as diretrizes do PMO, ajustes de carga e afluências, restrições elétricas de transmissão e intervenções que causem limitações de geração. De posse destes dados, os agentes de geração elaboram suas propostas de geração e intercâmbio em intervalos de 30 minutos buscando a otimização local e global do sistema. O déficit ou superávit de energia determinam os montantes de energia que devem ser recebidos ou enviados por cada agente em cada período do dia. Estas diferenças resultam na curva de intercâmbios (OPERADOR..., 2009, p.15).

Após o recebimento dos dados de geração e intercâmbio de todos os agentes, é realizada a compatibilização entre valores de energia média fornecidos e recebidos por todos os agentes, de forma que o balanço entre geração, carga e intercâmbio tenha resultado nulo. Também é verificada a folga de geração de cada

usina e de reserva de potência do sistema, a fim de que as disponibilidades sejam numericamente iguais ou maiores ao somatório dos valores programados de geração e de reserva de potência alocada. Caso existam inconsistências, ocorre a interação entre ONS e agentes para tentar conciliar os benefícios sistêmicos com as restrições locais. Concluída esta etapa, é feita a validação energética das propostas de programas de geração e intercâmbio compatibilizados (OPERADOR..., 2009, p.15).

Não havendo nada mais para ser alterado do ponto de vista energético, faz-se a validação hidráulica para controle de cheias, a fim de constatar que os volumes de espera e as restrições de defluência em condições normais de operação para controle de cheias nos reservatórios não estão sendo violados. Caso ocorra algum tipo de violação, ocorre a interação entre ONS e agentes para solucionar estas questões (OPERADOR..., 2009, p.24).

Por fim, depois de atendidas todas as diretrizes energéticas e hidrológicas, dá-se início à validação elétrica dos programas de geração e intercâmbio. São rodados programas que simulam os fluxos de potência na rede elétrica de operação, estudados os limites de carregamento dos componentes do sistema, a configuração da rede, os limites de transmissão entre áreas e subsistemas e as suas violações. Os resultados obtidos na simulação servirão de base para alterações na programação energética a fim de adequar os valores verificados aos limites de carregamentos e intercâmbios (OPERADOR..., 2009, p.16).

O ONS, após todo este processo, disponibiliza aos agentes e ao CNOS o PDP, o PDI, o PDF e caso não ocorra nenhum fato relevante na operação, o processo se encerra. Caso exista algum fato relevante, que deva ser levado em consideração na PDO, o processo retorna à sua etapa de análise das condições de atendimento à carga de energia e demanda (OPERADOR..., 2009, p.17).

3.3 SOLUÇÕES UTILIZADAS PARA O PRÉ-DESPACHO

A PDO, diferentemente dos horizontes de longo e médio prazos, estudados no planejamento energético, não possui um modelo computacional único para a otimização de todas as unidades geradoras do sistema devido à sua complexidade (SCUZZIATO, 2011). Vários trabalhos foram realizados utilizando diferentes modelagens contribuindo no desenvolvimento de uma metodologia para fornecer as

diretrizes de geração do dia seguinte. A seguir serão apresentados alguns desses estudos.

Na dissertação de mestrado de Salmazo (1997), foi estudado o nível de geração em base horária do sistema de geração da COPEL, composto por três usinas de grande porte, 58 barras e 62 linhas de transmissão. A análise foi feita considerando as características individuais das unidades geradoras hidrelétricas, rendimentos, nível de jusante, perdas hidráulicas em MW, limites e perdas do sistema de transmissão e zonas proibidas de geração. O resultado obtido foi um menor consumo de água para a mesma quantidade de energia produzida e redução nos gastos com manutenção das unidades geradoras ao se ter maior rendimento e redução de desgastes.

Posteriormente, Arce (1999) estudou a usina de Itaipu utilizando técnica de programação dinâmica. Seu objetivo foi a otimização do despacho minimizando perdas, partidas e paradas. Foram considerados dados como a elevação do nível do canal de fuga, o atrito do fluxo de água nas tubulações hidráulicas, rendimento das máquinas de geração e fatores que geram custos de partida e parada. O resultado do estudo foi de que ao se obter despacho com perdas mínimas, o número de partidas e paradas deve aumentar, ou se minimizar as partidas e paradas, há maiores perdas. Para se obter o maior rendimento econômico, é preciso saber quais os custos de paradas e partidas. Já em sua tese de doutorado, Arce (2006) utiliza uma heurística combinando Relaxação Lagrangeana e programação dinâmica sobre uma parte do sistema de geração brasileiro composta por 78 usinas hidrelétricas e o total de 398 unidades geradoras. Além dos mesmos fatores citados anteriormente em sua dissertação, também foram consideradas restrições de capacidade de geração, de atendimento à demanda e metas do Planejamento energético.

Santos (2001) desenvolveu uma metodologia para a otimização do pré-despacho composto por algoritmos genéticos para o despacho de máquinas e Relaxação Lagrangeana para o despacho de geração. Essa metodologia foi aplicada sobre um caso real do Sistema de Usinas Hidrelétricas do rio Paranapanema através de um programa computacional. Seus estudos concluíram que as perdas no sistema de geração de usinas hidrelétricas são significativas e devem ser consideradas na PDO, assim como os custos de partidas e paradas das máquinas, e os algoritmos genéticos mostraram-se eficientes na análise do despacho de máquinas.

Finardi (2003) decompôs o problema original em subproblemas distintos, os quais trataram da alocação de unidades geradoras termoelétricas, atendimento das restrições de demanda e do sistema de transmissão, uso da água e o número ótimo de unidades para cada usina hidrelétrica. O foco desse trabalho foi dado principalmente para os subproblemas de natureza hidrelétrica, não sendo implementados os outros subproblemas.

Montibeller (2003), em sua dissertação, também dividiu o estudo em subproblemas: um termoelétrico e outro hidrelétrico. Seu desenvolvimento foi através de Relaxação Lagrangeana e Métodos de Otimização Não-Diferenciável, dando ênfase à formulação matemática do sistema hidrelétrico e simplificando a modelagem do sistema termoelétrico. Concluiu-se que o método de feixes chega a resultados satisfatórios e com tempos computacionais razoáveis.

Vieira (2007) obteve os valores de custos relativos a partidas e paradas de unidades geradoras hidráulicas e custos ao serem operadas como compensadores síncronos. Para a otimização do pré-despacho também foram consideradas perdas energéticas ao longo da geração e remunerações pela prestação de serviço ancilar de suporte de reativo. O modelo matemático foi desenvolvido através de Relaxação Lagrangeana associada a um algoritmo de programação dinâmica e baseado nas usinas da COPEL. Ao final do estudo foi possível o operador da usina determinar a viabilidade econômica entre desligar a unidade geradora ou mantê-la funcionando como compensador síncrono.

Rodrigues (2009) estudou a programação da operação do sistema hidrotérmico elaborando um programa de geração horário para um horizonte de dois dias, cujos resultados foram aplicados em um sistema baseado no caso brasileiro. Foram consideradas restrições do sistema hidrelétrico, termoelétrico e de transmissão, como limites de volume armazenado e vazão vertida nos reservatórios, função de custo futuro, tempo mínimo de partida e desligamento, limites de potência e limites de intercâmbios entre sistemas. Seus resultados foram um menor esforço computacional para o estudo do problema da programação da operação de sistemas hidrotérmicos.

Muller (2010) utilizou uma técnica híbrida composta por Algoritmos Genéticos e Programação Não Linear para a programação de geração de usinas hidrelétricas individualizadas. Primeiramente foi analisada a usina de Itaipu, composta por um conjunto de máquinas iguais, e, em seguida, a usina de Cachoeira Dourada, com

máquinas de características diferentes. Os resultados do primeiro estudo foram comparados com os obtidos em Arce (1999), alcançando valores mais satisfatórios que este.

Takigawa (2010) utilizou as metodologias da Relaxação Lagrangeana e do Lagrangeano Aumentado para solucionar o problema da PDO. Realizou-se uma modelagem de todos os componentes de geração e transmissão do sistema hidrotérmico, sendo a função de produção das unidades hidrelétricas modeladas detalhadamente para representar de forma realista seu comportamento por ser um recurso predominante no Brasil.

Scuzziato (2011) utilizou a mesma metodologia de Takigawa (2010) e aplicou seu estudo sobre um sistema composto por quatro usinas hidrelétricas em cascata com capacidade de potência instalada de 4170 MW. Foram modeladas as restrições das unidades hidrelétricas considerando as perdas hidráulicas, elétricas e mecânicas ao longo do processo de geração. Seu trabalho apresentou resultados de melhoria na operação de bacias, em estudos de manutenção e reduzindo desgastes excessivos nas turbinas.

A seguir é apresentado o Quadro 1, com um resumo dos critérios de modelagem utilizados nos trabalhos citados anteriormente.

	Unidades termoelétricas			Unidades hidrelétricas										
	Função Quadrática de Custo de Produção	Tempos Mínimos para Partidas e Paradas	Restrições de Rampa	Função de Produção Não-Linear	Unidades Individualizadas	Perdas Hidráulicas em Função da Vazão Turbinada	Perdas Mecânicas na Turbina e Globais no Gerador	Altura de Queda	Zonas Proibidas de Geração	Curvas-colina	Tempos de Viagem da Água	Conservação da Massa da Água	Custo de Partidas e Paradas	Função de Custo Futuro
Arce (1999)														
Arce (2006)														
Finardi (2003)														
Muller (2010)														
Montibeller (2003)														
Rodrigues (2009)														
Salmazo (1997)														
Santos (2001)														
Scuzziato (2011)														
Takigawa (2010)														
Vieira (2007)														

Quadro 1: Modelagem do Pré-despacho na literatura pesquisada.

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2009, p.17).

No capítulo 4 serão apresentadas as formulações que os principais autores utilizam na modelagem das usinas hidrelétricas com vistas ao pré-despacho. Serão discutidas algumas diferenças de equacionamento (como no caso da altura de perda hidráulica) e definida a valoração das perdas no processo de geração. Estas informações darão subsídios para a criação do modelo simulador hidráulico e de perdas, baseado na metodologia apresentada no otimizador desenvolvido no trabalho de Soares e Salmazo (1997). Como o presente estudo será aplicado a uma usina hidrelétrica, ao término do capítulo 4 serão apresentadas as principais informações do empreendimento em questão.

4 A USINA HIDRELÉTRICA ESTUDADA E AS FORMULAÇÕES HIDROLÓGICAS E ENERGÉTICAS

4.1 USINAS HIDRELÉTRICAS

A maior parte da energia gerada no Brasil provém de usinas hidrelétricas (EMPRESA..., 2011, p. 15). Para Souza, Fuchs e Santos (1983, p. 14), as principais partes componentes de uma central hidrelétrica são:

Barragem: Responsável por represar as águas do rio (permitindo sua captação e desvio), elevar o nível das águas (proporcionando um desnível adequado a um aproveitamento hidrelétrico) e formar um reservatório (a fim de regularizar² as vazões);

Captação e condutos de adução de água: Conduzem a água a partir do reservatório (através da tomada d'água) até a casa de força, situada em um nível mais baixo, à jusante da barragem;

Casa de força: Aloja os conjuntos turbina-gerador bem como os equipamentos auxiliares;

Restituição de água: É o canal por onde a água é novamente reconduzida ao leito do rio, também chamado de canal de fuga;

Vertedouro: Descarrega o volume de água que excede a capacidade do reservatório.

² Regularização das vazões: As vazões afluentes aos rios possuem grandes variações naturais, que dificultam o dimensionamento dos aproveitamentos hidráulicos. Se forem escolhidas turbinas para as vazões mínimas de um rio, grandes quantidades de energia não seriam aproveitadas. Ao contrário se forem dimensionadas turbinas em função das maiores vazões do mesmo rio, as turbinas poderiam ficar longos períodos sem operar em sua capacidade máxima. Para mitigar este problema, são construídas as barragens, que proporcionam a regularização das vazões. Assim, acumula-se água em períodos de chuvas para restituí-la em épocas de secas. Em função do volume de água armazenável, pode ser obtida uma regularização anual ou até plurianual. As usinas que possuem reservatórios com baixa capacidade de regularização são chamadas usinas a fio d'água (SOUZA, FUCHS E SANTOS, 1983, p. 112).

De forma simplificada, a Figura 9 apresenta os principais componentes de uma usina hidrelétrica, conforme descrito.



Figura 9: Principais componentes de uma usina hidrelétrica.
Fonte: ARCE (2006, p. 18).

Segundo Finardi (2003, p. 28), o funcionamento de uma usina hidrelétrica baseia-se na transformação da energia potencial gravitacional da água do reservatório em energia cinética que move as pás da turbina acoplada ao gerador elétrico. Assim sendo, a água é captada do reservatório em uma determinada cota de montante, passa pelo conduto forçado e é descarregada em uma cota inferior à primeira, como pode ser visto na Figura 10.

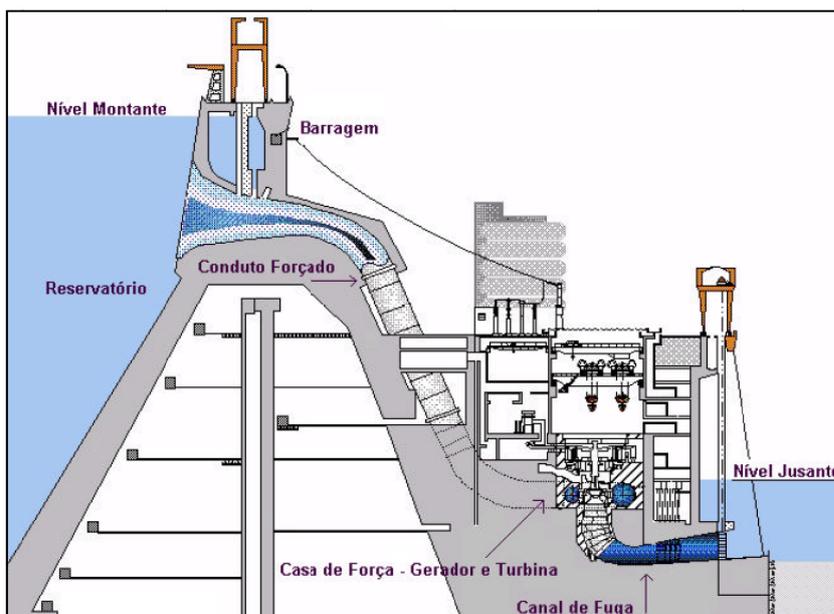


Figura 10: Corte transversal de uma usina hidrelétrica.
Fonte: RODRIGUES (2003, p. 13).

4.2 MODELAGEM DO CONJUNTO TURBINA-GERADOR

Fortunato, *et al* (1990, p. 40) representam a função de produção da unidade geradora de uma usina hidrelétrica pela transformação da energia potencial (associada ao volume de água no reservatório) em energia elétrica (na saída da unidade geradora, composta por turbina e gerador) e os seus rendimentos associados, conforme a Equação 1:

$$E_i = Ep_i \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \quad (1)$$

Onde:

- E_i é a energia produzida (saída) pela máquina i da usina ao longo de um período Δ_t ;
- Ep_i é a energia potencial da massa d'água que é utilizada para acionar a turbina acoplada ao gerador i durante o período Δ_t ;
- η_{tur_i} é o rendimento da turbina acoplada ao gerador i ao longo do período Δ_t ;
- η_{ger_i} é o rendimento do gerador i ao longo do período Δ_t .

Segundo Finardi (2003, p. 29), considerando que a energia potencial gravitacional é expressa pelo produto da massa da água³, pela aceleração da gravidade e pela altura de queda líquida média em Δ_t na qual a turbina está submetida, h_{l_i} , a Equação 1 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$E_i = [(\rho \times q_{t_i} \times \Delta_t) \times g \times h_{l_i}] \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \quad (2)$$

Onde:

- ρ é o peso específico da água (em kg/m^3);
- q_{t_i} é a vazão turbinada na máquina i (em m^3/s);
- g é a aceleração da gravidade (em m/s^2);
- h_{l_i} é a altura líquida na máquina i (em m).

³ A massa da água (kg) que passa na turbina i é obtida através da multiplicação da massa específica da água ρ (kg/m^3), pelo volume associado v (m^3), sendo este último determinado pelo produto da vazão turbinada na unidade i (q_{t_i}) e o período de tempo considerado (Δ_t).

4.2.1 Potência Gerada

Como a potência é representada pela energia gerada por unidade de tempo, ($p_h = dE/dt$), é possível expressar a potência produzida na máquina i pela seguinte expressão:

$$p_i = \rho \times g \times 10^{-6} \times q_{t_i} \times h_{l_i} \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \quad (3)$$

Onde:

- p_i é a potência gerada na máquina i (em MW).

Assim sendo, a potência gerada em uma usina hidrelétrica é “uma função da vazão turbinada e da altura de queda, que por sua vez, é uma função não linear do volume armazenado e da vazão defluente” (FORTUNATO, *et al*, 1990, p. 41).

A Equação 3, deduzida a partir da conservação de energia, é a mesma apresentada em Fortunato, *et al* (1990), Salmazo (1997), Arce (1999 e 2006) e Vieira (2007).

4.2.1.1 Altura Líquida

O cálculo da altura de queda bruta (ou queda topográfica) de uma usina é dado pela diferença entre a cota do nível do reservatório (montante) e a cota do nível no canal de fuga (jusante). Porém, a queda bruta não representa as perdas hidráulicas existentes na operação das usinas. Descontando-se as perdas hidráulicas, encontra-se a altura de queda líquida, dada por (VIEIRA, 2007):

$$h_{l_i} = n_m - n_j - h_{ph_i} \quad (4)$$

Onde:

- n_m é o nível de montante (em m);
- n_j é o nível de jusante (em m);
- h_{ph_i} é a altura de perda hidráulica na máquina i (em m).

4.2.1.1.1. Nível de Montante

A cota de montante do reservatório de uma usina é normalmente representada por uma função não linear do volume armazenado no início e no final do período Δ_t . Para usinas cujo reservatório possui grande capacidade de regularização, a alteração da cota de montante não é significativa para horizontes de planejamento de curta duração, como a programação diária da operação eletroenergética. Assim sendo, podem ser investigadas algumas simplificações como a não modelagem da variação do nível de montante no horizonte de 24 horas (FINARDI, 2003).

Segundo Salmazo (1997, p. 22), mesmo em períodos de baixa hidraulicidade a alteração do nível de montante das usinas com reservatório de grande regularização não é significativa para o horizonte de um dia. Além da própria capacidade de armazenamento, o planejamento de médio prazo já contempla a mudança gradual no nível de montante, evitando a sua variação brusca. Assim sendo, a geração acompanha a redução das vazões.

Para Finardi (2003, p. 31), no sistema brasileiro a função cota de montante dos reservatórios é, na maioria dos casos, representada por um polinômio de quarta ordem. A solução deste polinômio é crescente em relação ao volume armazenado. Como exemplo de função cota de montante, pode ser utilizada a Equação 5:

$$n_m = a_0 + (a_1 \times v) + (a_2 \times v^2) + (a_3 \times v^3) + (a_4 \times v^4) \quad (5)$$

Onde:

- a_0, \dots, a_4 são os coeficientes da função polinomial da cota de montante;
- v é o volume armazenado no reservatório (em hm^3).

O volume do reservatório é obtido pela equação da conservação da água. Logo, o volume final para um dado período é equivalente ao volume inicial somado à vazão líquida (diferença entre a vazão afluyente e a vazão defluyente) no mesmo período, conforme a Equação 6 (FINARDI, 2003, p. 30):

$$v_f = v_0 + (q_a - q_{t_{usina}} - q_v) \times \Delta_t \times 10^{-6} \quad (6)$$

Onde:

- v_f é o volume armazenado no reservatório ao final do período Δ_t (em hm^3);
- v_0 é o volume armazenado no reservatório no início do período Δ_t (em hm^3);
- q_a é a vazão afluyente média ao reservatório durante o período Δ_t (em m^3/s);
- $q_{t_{usina}}$ é a vazão turbinada média da usina durante o período Δ_t (em m^3/s);
- q_v é a vazão vertida média na usina durante o período Δ_t (em m^3/s);
- 10^{-6} é uma constante para conversão de m^3 para hm^3 .

4.2.1.1.2. Nível de Jusante

De forma análoga à cota de montante, o nível de jusante é representado, em sua maioria, por uma função polinomial denominada de curva chave ou curva cota x vazão, dependente da vazão defluyente da usina, conforme a Equação 7 (SALMAZO, 1997):

$$n_j = b_0 + (b_1 \times q_d) + \dots + (b_n \times q_d^n) \quad (7)$$

Onde:

$$q_d = \sum_{i=1}^{nm} q_{t_i} + q_v$$

- $b_0 \dots b_n$ são os coeficientes da função polinomial da cota de jusante;
- q_d é a vazão defluyente (em m^3/s);
- nm é o número de máquinas da usina.

Segundo Salmazo (1997, p. 21), a vazão vertida pode chegar a não ter influência no nível de jusante. Isto ocorre quando, no projeto da usina, a saída do vertedouro se localiza em um ponto muito distante da descarga das máquinas. Desta forma, é necessário analisar cada caso para saber se há ou não influência da vazão vertida na Equação 7.

É importante ressaltar que a elevação do nível de jusante só causa alterações na potência em usinas que possuem turbinas de reação⁴, cuja principal característica é operarem afogadas, fazendo com que a elevação do canal de fuga reduza a altura líquida. Em usinas equipadas com turbinas de ação⁵, a alteração da cota de jusante não causa variações na altura líquida.

Em usinas que operam em cascata existe a possibilidade de que o afogamento de uma determinada usina seja feito pelo próprio reservatório da usina localizada imediatamente à jusante. Nestes casos o nível de montante da segunda usina da cascata interfere na sua própria função de produção e também na função de produção da primeira usina. Quando isto ocorre, é necessário definir as curvas de remanso para diferentes cotas, em um estudo específico da cascata em questão. Estas curvas determinam a elevação do nível de jusante devido ao retardo no escoamento da água (SALMAZO, 1997, p. 26).

4.2.1.1.3. Altura de Perda Hidráulica

O atrito da água nas paredes do conduto forçado durante o processo de geração de energia causa a chamada perda hidráulica. Esta é considerada uma redução da energia potencial e depende de forma direta da vazão turbinada (SALMAZO, 1997, p. 21). Tal perda é composta pela soma das perdas referentes ao efeito das peças e dispositivos intercalados na adução da água tais como rugosidade e resistência dos condutos, grades, comportas, válvulas e curvas. Geralmente assume-se como perda hidráulica as perdas oriundas do atrito da água

⁴ Uma turbina hidráulica de reação é aquela em que o trabalho desenvolvido é obtido pela transformação de energia cinética e de pressão da água em energia elétrica (FINARDI, 2003, p. 34). As turbinas de reação são do tipo Francis e de hélices. As turbinas de hélices podem ser de pás fixas ou ajustáveis, chamadas, neste caso, de turbinas Kaplan (SALMAZO, 1997, p. 25).

⁵ As turbinas de ação utilizam apenas a energia cinética da água para a transformação da energia potencial gravitacional em energia mecânica. É o exemplo das turbinas Pelton, utilizadas em usinas que possuem grandes quedas, como acima de 600 m (FINARDI, 2003, p. 34).

nos condutos forçados. Souza, Fuchs e Santos (1983, p. 8) representam estas perdas pela função de Hazen-Willians:

$$pl_i = 10,643 \times q_{t_i}^{1,85} \times \lambda^{-1,85} \times D^{-4,87} \times L \quad (8)$$

Onde:

- pl_i é a perda hidráulica na unidade i (em m);
- λ é o coeficiente de Hazen-Willians (tabelado);
- D é o diâmetro interno do conduto (em m);
- L é o comprimento do conduto (em m).

Comumente, em estudos da operação energética, a perda hidráulica é representada por uma função quadrática, dependente da vazão turbinada. Uma constante k é utilizada para definir o coeficiente de perdas pelas características já apresentadas. Assim sendo, a altura de perda hidráulica é dada pela Equação 9 (SALMAZO, 1997, p. 21):

$$h_{ph_i} = k \times q_{t_i}^2 \quad (9)$$

Onde:

- h_{ph_i} é a altura de perda hidráulica na máquina i (em m);
- k é a constante característica do conduto forçado (em s^2/m^5).

A Equação 9 é utilizada apenas em usinas que apresentam adutores individuais por máquina. Nos casos em que há um adutor para a tomada d'água na cota montante, além de adutores individualizados para cada um dos n conjuntos turbina-gerador, há a necessidade de considerar a influência de cada uma das perdas nestes condutos. Logo, a equação é alterada para que seja condizente com a condição da usina:

$$h_{ph_i} = k_{usina} \times q_{t_{usina}}^2 + \sum_{i=1}^n (k_i \times q_{t_i}^2) \quad (10)$$

Onde:

- k_{usina} é a constante característica do conduto adutor comum a todas as máquinas da usina (em s^2/m^5);
- k_i é a constante característica do conduto forçado da máquina i (em s^2/m^5).

4.2.1.2 Rendimento do Conjunto Turbina-Gerador

Os rendimentos da turbina e do gerador também são variáveis que definem o valor da potência gerada. Em estudos de longo e de médio prazo, normalmente o rendimento é considerado constante e igual a um valor médio para todos os conjuntos turbina-gerador de uma usina hidrelétrica. Entretanto, em estudos de curto prazo, como a programação da operação energética, faz-se necessária uma representação detalhada da função rendimento, principalmente da turbina, uma vez que a modelagem correta de seu comportamento possibilita um melhor despacho de geração, ganhos energéticos, bem como evita a presença de comportamentos operativos indesejáveis (FINARDI, 2003, p. 37) (SALMAZO, 1997, p. 29) (VIEIRA, 2007 p. 34).

Durante a operação de uma turbina hidráulica, parte da sua potência disponível é consumida por perdas internas e externas, dando origem, respectivamente, aos rendimentos internos (que variam na faixa de 0,88 a 0,94 para grandes turbinas) e mecânicos (de valores entre 0,92 e 0,99 para grandes turbinas). O produto destas duas parcelas é o rendimento total da turbina hidráulica i (SOUZA, FUCHS E SANTOS, 1983, p. 9).

Os geradores também apresentam variações de rendimento conforme a potência gerada, mas esta variação é normalmente menor que a da turbina, situando-se acima dos 0,90. Durante a conversão de energia mecânica de rotação em elétrica ocorrem perdas nos enrolamentos, perdas mecânicas (por atrito nas escovas da excitatriz, mancais e sistemas de ventilação) e elétricas (por histerese e correntes de Foucault, originadas pela variação da densidade de fluxo magnético no ferro do gerador) (ARCE, 2006, p. 27).

Em geradores modernos o rendimento se situa na faixa de 0,90 a 0,99. A título de ilustração, pode ser verificada, na Figura 11, a curva de rendimento aproximado dos geradores da usina de Itaipu (ARCE, 2006, p. 27).

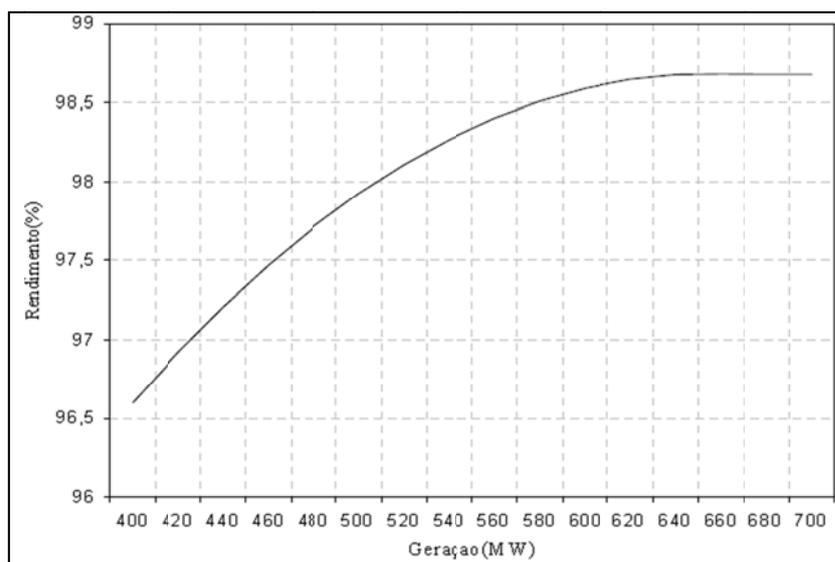


Figura 11: Rendimento aproximado dos geradores de Itaipu.
Fonte: ARCE (2006, p. 28).

Segundo Vieira (2007, p. 34), “define-se como rendimento do conjunto turbina-gerador da unidade geradora i , o produto do rendimento da turbina pelo rendimento do gerador”, conforme apresenta a Equação 11:

$$\eta_i = \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \quad (11)$$

Onde:

- η_i é o rendimento do conjunto turbina-gerador i (em %).

Devido à importância da representação do rendimento da turbina, segue detalhamento da sua modelagem.

4.2.1.2.1. Curva de Desempenho das Turbinas Hidráulicas

Para uma abordagem realista da operação de uma turbina hidráulica, é necessário considerar o inter-relacionamento das seguintes variáveis: altura de queda, vazão turbinada e rendimento da turbina. Devido à complexidade da referida relação, normalmente ela é expressa na forma de curvas de desempenho. Este tipo de curva é chamado de curva-colina ou, também, de diagrama de Hill (FORTUNATO, *et al*, 1990, p. 41) (SALMAZO, 1997, p. 30).

A Figura 12 apresenta a curva de desempenho de uma turbina, onde se percebe a variação de rendimento em função da vazão e da altura à qual a turbina está submetida.

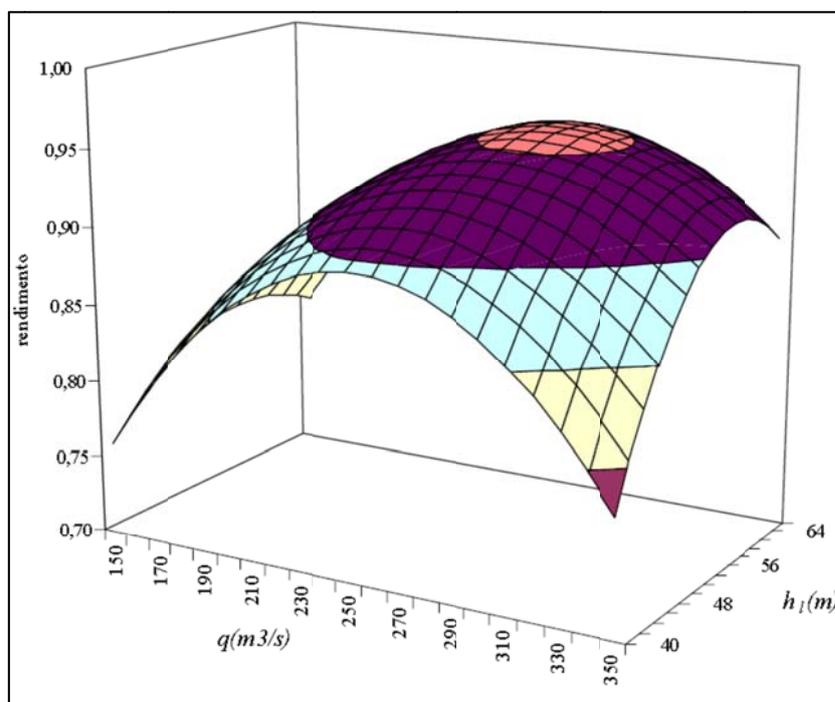


Figura 12: Curva-colina de uma turbina hidráulica.
Fonte: ARCE (2006, p. 26).

Outro exemplo de curva de rendimento é ilustrado na Figura 13. Nela, o rendimento apresentado é o do conjunto turbina-gerador, representado nas curvas de nível, enquanto os eixos x e y mostram os valores de queda líquida (em m) e vazão turbinada (em m^3/s), respectivamente.

Toda turbina é projetada tendo em vista uma vazão turbinada e uma altura de queda líquida nominais, onde o seu rendimento será máximo. Operando nesta região a turbina fornecerá potência nominal, valor abaixo da potência máxima, mas com o melhor rendimento possível. Qualquer outro ponto de operação acarreta rendimentos inferiores (FINARDI, 2003, p. 39).

Suponha-se o conjunto turbina-gerador, ilustrado na Figura 13, operando com uma queda líquida de 42 m e engolimento de 198 m^3/s . Este ponto de operação refere-se à curva de nível de 0,8 de rendimento (ponto A, em verde). A potência fornecida é de 80 MW.

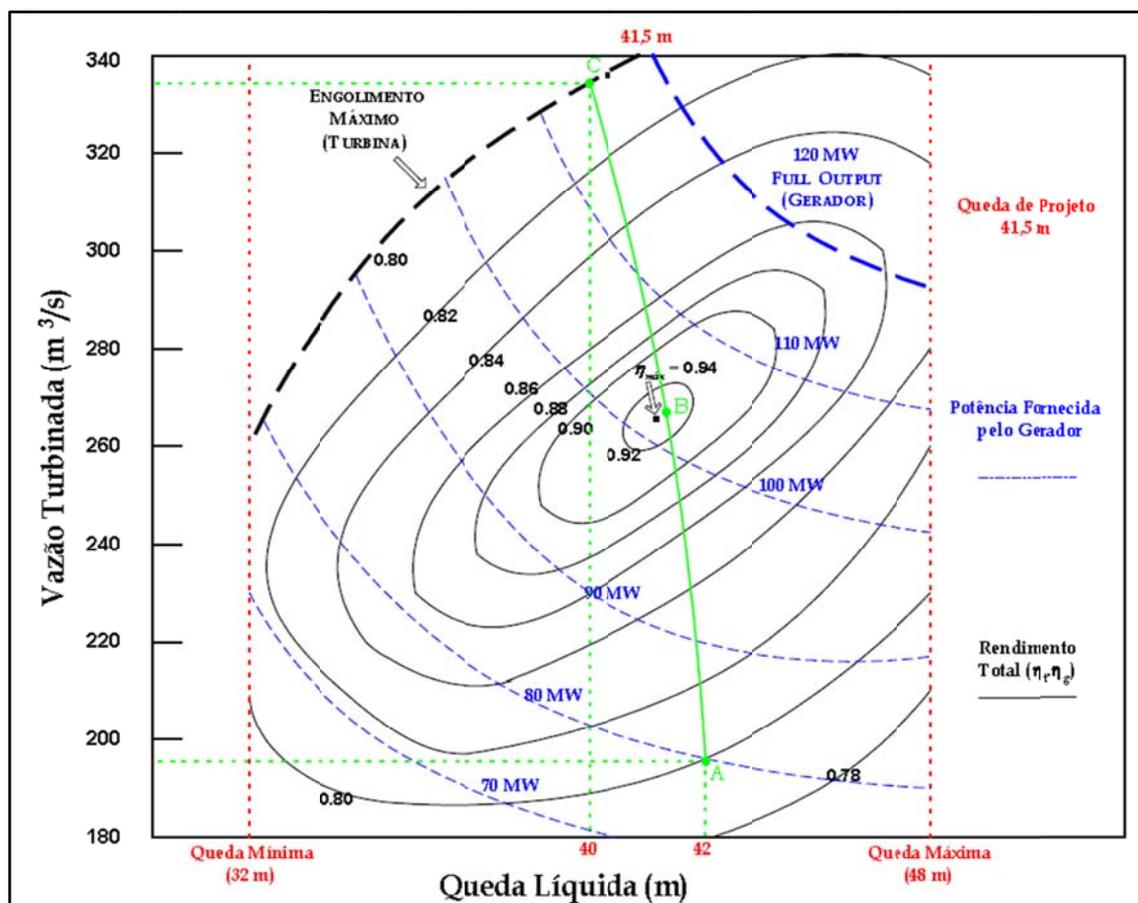


Figura 13: Exemplo ilustrativo de uma curva-colina.
 Fonte: FINARDI (2003, p. 19).

Para aumentar a potência de saída, eleva-se a vazão turbinada, por exemplo, partindo-se do ponto A para o ponto B. Nota-se que a linha que liga os dois pontos não é reta. Isto se deve ao aumento do nível de jusante (função da vazão defluente) e das perdas hidráulicas, que reduzem a altura líquida. Incrementando-se ainda mais a potência gerada, até o seu valor máximo, chega-se ao ponto C. A geração eleva-se de 80 para 115 MW, mas o rendimento varia de forma crescente entre os pontos A e B e, posteriormente, decrescente entre os pontos B e C.

Outra informação do diagrama é a de que a queda de projeto é 41,5 m. Esta queda, aliada a uma vazão turbinada de aproximadamente 265 m³/s, gera uma potência de 112 MW com rendimento máximo de 0,94. Este é o melhor ponto de operação da máquina e qualquer região diferente desta representa uma queda de rendimento. Percebe-se, também, que a máxima potência é de 120 MW, que representará um rendimento máximo sempre inferior a 0,88.

O distanciamento do ponto de operação da unidade para o ponto de melhor rendimento (no caso, o ponto B) causa uma perda de potência, representada pela diferença entre eles (SALMAZO, 1997, p. 31).

4.2.2 Representação das Perdas

4.2.2.1 Perda Hidráulica

Uma vez definida a altura de perda hidráulica, em m, é necessária a sua conversão para MW, para padronização das unidades. A perda hidráulica, então, passa a ser dada, conforme Vieira (2007, p. 36), por:

$$p_{he_i} = g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_i \times h_{ph_i} \times q_{t_i} \quad (12)$$

Onde:

- p_{he_i} é a perda hidráulica da máquina i (em MW).

4.2.2.2 Perda por Elevação do Nível de Jusante

Salmazo (1997, p. 25) explica que em usinas equipadas com turbinas de reação, a elevação do nível de jusante causa uma redução da altura de queda líquida e, portanto uma diminuição da potência gerada. A perda de potência ocorre em relação à potência correspondente ao nível de referência (sem perda), ou seja, ao nível quando a defluência é nula. Esta diferença, em m, é convertida para MW, da forma idêntica ao procedimento realizado no cálculo da perda hidráulica. A redução de potência gerada, decorrente da elevação do nível de jusante é representada por:

$$p_{j_i} = (n_j(q_d) - n_j(0)) \times g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_i \times q_{t_i} \quad (13)$$

Onde:

- p_{j_i} é a perda por elevação do nível de jusante na máquina i (em MW);
- $n_j(q_d)$ é o nível do canal de fuga da usina com vazão defluente q_d (em m);
- $n_j(0)$ é o nível do canal de fuga da usina com vazão defluente nula (em m).

4.2.2.3 Perda por Distanciamento do Ponto Ótimo

A operação da unidade geradora fora do seu ponto de melhor rendimento (dado pela curva-colina) causa uma perda no processo de produção de energia elétrica. Para se determinar esta perda, é considerado como valor de referência (perda nula) o ponto de maior rendimento (η_B). O distanciamento deste ponto indica a redução de rendimento, que convertida para potência, passa a ser calculada como (VIEIRA, 2007, p. 37):

$$p_{r_i} = (\eta_{B_i} - \eta_i) \times g \times \rho \times 10^{-6} \times h_{l_i} \times q_{t_i} \quad (14)$$

Onde:

- p_{r_i} representa a perda pelo distanciamento do ponto de maior rendimento do conjunto turbina-gerador (em MW);
- η_{B_i} representa o ponto de maior rendimento do conjunto turbina-gerador da máquina i (em %);
- η_i representa o rendimento do conjunto turbina-gerador da máquina i (em %).

4.3 O OTIMIZADOR BASE PARA ESTE TRABALHO

O trabalho de Soares e Salmazo (1997) define a potência fornecida pelas unidades geradoras, com base horária, através da otimização obtida com **minimização do valor econômico** das perdas nos sistemas de produção e transmissão. São considerados o atendimento à carga, as metas de geração e intercâmbio bem como restrições operativas (zonas de geração proibidas nas unidades e limites no sistema de transmissão).

Para a solução do problema, o modelo proposto minimiza uma função quadrática, que representa as perdas no sistema de geração e transmissão. A técnica de solução empregada associa relaxação lagrangeana a uma heurística para selecionar as unidades geradoras em operação.

O valor econômico supracitado é obtido pela ponderação da perda pela tarifa de momento, sendo que a perda de transmissão é representada pela soma das tarifas de curto e longo prazo enquanto a perda no sistema de geração apenas pela

tarifa de curto prazo. Assim sendo, o problema visa minimizar a seguinte função objetivo:

$$FO = \text{Min} \sum_{t=1}^T (W_1 \times \sum_{i=1}^{nu} (\sum_{j=1}^{nm} (p_{he_{i,j,t}} + p_{r_{i,j,t}}) + p_{j_{i,t}}) + W_2 \times \sum_{k=1}^{nli} p_{t_{k,t}}) \quad (15)$$

Onde:

- T é o número de períodos do estudo;
- nu é o número de usinas;
- nm é o número de máquinas;
- nli é o número de linhas de transmissão;
- $W1$ representa o valor econômico da perda na geração;
- $W2$ representa o valor econômico da perda na transmissão;
- p_{he} é a perda hidráulica da unidade geradora;
- p_r é a perda pelo distanciamento do ponto de ótimo da unidade geradora;
- p_j é a perda por elevação do nível de jusante na unidade geradora;
- p_t é a perda no sistema de transmissão.

Sujeito a:

Restrição para atendimento das metas de geração da usina e de intercâmbio:

$$\sum_{t=1}^T p_{l,t} = \bar{p}_l \quad l = 1, (nu + ni) \quad (16)$$

Onde:

- $p_{l,t}$ é a geração da l -ésima unidade geradora no instante t ;
- \bar{p}_l é a meta de geração e intercâmbio para a l -ésima usina e empresa;
- ni é o número de metas de intercâmbios.

Restrição operativa das unidades geradoras:

$$z_{i,t} \times p_i^{min} \leq p_{i,t} \leq z_{i,t} \times p_i^{max} \quad i = 1, nm \quad (17)$$

Onde:

- z é uma variável booleana que indica se a máquina está despachada ou não;
- $p_{i,t}$ é o valor de geração da m -ésima unidade geradora na i -ésima usina;
- p_i^{min} é a geração mínima da m -ésima unidade geradora na i -ésima usina;
- p_i^{max} é a geração máxima da m -ésima unidade geradora na i -ésima usina.

Restrição dos limites de fluxos nas linhas:

$$f_{i,t}^{min} \leq f_{i,t} \leq f_{i,t}^{max} \quad i = 1, nli \quad (18)$$

Onde:

- $f_{i,t}$ é o fluxo da i -ésima linha no instante t ;
- $f_{i,t}^{min}$ é o fluxo mínimo da i -ésima linha no instante t ;
- $f_{i,t}^{max}$ é o fluxo máximo da i -ésima linha no instante t .

O algoritmo de solução apresentado em Soares e Salmazo (1997) pode ser representado pela Figura 14:

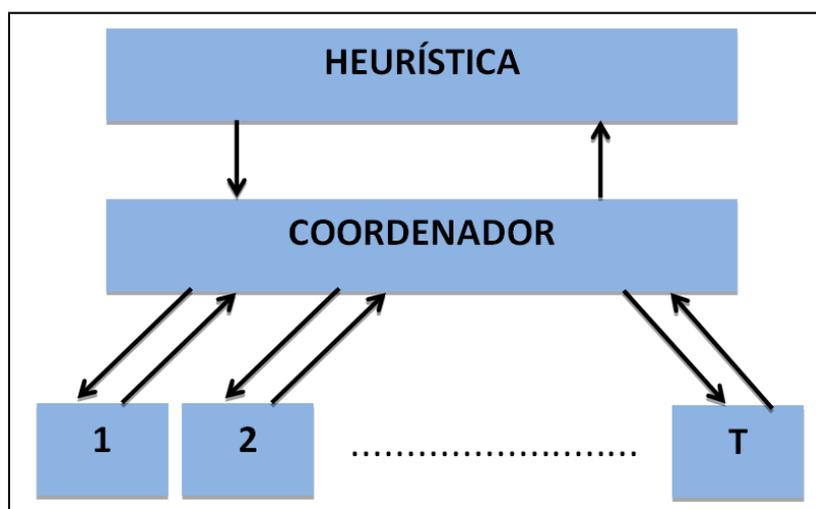


Figura 14: Algoritmo utilizado por Soares e Salmazo.
Fonte: SOARES e SALMAZO (1997, p. 1224).

O primeiro nível é baseado em uma heurística e define as unidades geradoras a serem despachadas. Para um sistema onde as máquinas de cada usina são iguais, é possível utilizar a seguinte metodologia: inicia-se o processo considerando-se apenas uma unidade geradora para cada usina, onde o limite superior da unidade é relaxado até o limite máximo de geração factível da usina, considerando o número de unidades disponíveis e possíveis limitações. Assim é obtida a geração aproximada de cada usina. Na sequência essa geração aproximada é analisada em relação às curvas de perdas da usina e é definido o número de unidades despachadas.

O segundo nível é responsável pelo atendimento das metas de geração e intercâmbios por meio da definição de preços para geração de cada usina e intercâmbio. O terceiro nível resolve, para cada intervalo de tempo, um problema de fluxo de carga ótimo, dados os custos determinados no nível anterior. São realizados procedimentos iterativos, para a otimização, em função de uma tolerância pré-definida.

4.4 A USINA ESTUDADA

A formulação definida será aplicada a uma usina hidrelétrica de grande porte. Suas principais características são apresentados no Quadro 2:

Hidrologia	
Nível de água máximo normal	635 m
Nível de água mínimo normal	626 m
Nível de água máximo maximorum	636,5 m
Nível mínimo de jusante	611 m
Volume mínimo	1470 hm ³
Volume máximo	2137 hm ³
Volume útil	667 hm ³
Canal de adução	
Comprimento	120 m
Largura	22 m
Túnel de adução seção arco retângulo	
Comprimento	1922 m
Largura	12,2 m
Altura	12,45 m

Tomada de água de alta pressão	
Comprimento	26,55 m
Largura	39,7 m
Altura	37 m
Túneis forçados	
Número de unidades	3
Comprimento médio	382 m
Casa de força	
Número de máquinas	3
Tipo de turbina	Francis
Potência nominal unitária das turbinas	119,5 MW
Queda líquida nominal	114,77 m
Vazão nominal	113,2 m ³ /s
Rotação nominal	200 rpm
Potência nominal unitária dos geradores	130,4 MVA
Fator de potência nominal	0,9 indutivo

Quadro 2: Parâmetros da usina estudada.

Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

No capítulo 5 serão apresentadas as etapas de desenvolvimento do simulador proposto para a usina em questão. As formulações já definidas serão aplicadas e mais informações do aproveitamento serão estudadas, conforme a necessidade de modelagem.

5 O MODELO DE CONSTRUÇÃO DAS CURVAS DE PERDA DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DA GERAÇÃO

Uma vez definidas as formulações para modelar as perdas energéticas e as variações das grandezas hidráulicas de uma usina hidrelétrica qualquer, é dado início ao processo de simulação das grandezas de interesse para a construção das curvas de perdas do empreendimento em estudo, no horizonte da programação diária da operação eletroenergética.

5.1 PREMISSAS ADOTADAS

Conforme apresentado anteriormente, a programação diária da operação eletroenergética pode ter a sua **discretização** em base horária ou de meia em meia hora. Neste trabalho será adotada a divisão do dia em **24 períodos de uma hora**.

A **vazão afluente** para a usina em questão é definida em função de previsões advindas de estudos hidrológicos, podendo ser considerada determinística para este horizonte. Na modelagem ela é representada por um **valor médio**, replicado para todos os períodos.

Ao elaborar o programa de geração para qualquer usina hidrelétrica, é necessário saber o **nível de montante** do reservatório ou o volume inicial armazenado na primeira hora do dia. Assim sendo, a informação da cota de montante (em relação ao nível do mar) é um dado de entrada do simulador.

As demais informações hidrológicas necessárias são os **polinômios** de montante (cota x volume e volume x cota) e de jusante (cota x vazão).

Como a meta de geração é definida pela etapa anterior do planejamento (médio prazo), o **ponto de partida** para a programação do pré-despacho é a **meta energética para a usina** (em MW médios) para cada período. Em função dos limites de geração da máquina, pode ocorrer variação no número de unidades despachadas para uma mesma potência gerada na usina. Espera-se, através da análise das curvas de perdas, definir qual a melhor opção para o despacho das unidades nestas circunstâncias.

5.2 ALGORITMO DO SIMULADOR APLICADO À USINA

Uma vez estabelecidas as premissas, dá-se início ao processo de simulação, definindo-se os dados de entrada. O Quadro 3 exemplifica o processo de inserção dos mesmos. Para cada hora, além dos dados já relatados, é fornecida uma variável booleana por conjunto turbina-gerador, para indicar se ele está ligado ou desligado (colunas G1, G2 e G3 do quadro).

Nível de Montante Inicial (m)		Vazão Afluente (m ³ /s)		
632,15		370		
Patamar (hora final)	G1	G2	G3	Geração (MW)
	(0 - Desligado / 1 - Ligado)			
01:00	1	1	1	341,00
02:00	1	1	1	342,00
03:00	1	1	1	290,00
04:00	1	1	1	237,00
05:00	1	1	0	180,00
06:00	1	1	0	223,00
07:00	1	1	1	278,00
08:00	1	1	1	325,00
09:00	1	1	1	344,00
10:00	1	1	1	342,00
11:00	1	1	1	341,00
12:00	1	1	1	343,00
13:00	1	1	1	344,00
14:00	1	1	1	339,00
15:00	1	1	1	341,00
16:00	1	1	1	340,00
17:00	1	1	1	341,00
18:00	1	1	1	340,00
19:00	1	1	1	341,00
20:00	1	1	1	342,00
21:00	1	1	1	341,00
22:00	1	1	1	342,00
23:00	1	1	1	341,00
00:00	1	1	1	341,00

Quadro 3: Dados de entrada do simulador.

Fonte: Autoria própria (com base no histórico de geração da usina).

5.2.1 Vazão Turbinada

A principal grandeza a ser obtida no estudo é a **vazão turbinada**, pois ela influencia o nível de jusante, as perdas hidráulicas e, como consequência, a altura líquida e rendimento do conjunto turbina-gerador. Devido à não-linearidade da função de vazão turbinada, é realizado um **processo iterativo** que se repete até que ocorra a convergência. Para este estudo foi definido o **critério de parada** como sendo uma diferença de 10^{-4} entre o valor de vazão turbinada da iteração n em relação ao da $n-1$.

Inicialmente, partindo-se de uma **produtividade estimada** da usina (em MW / m^3/s), é encontrada uma vazão turbinada inicial e, através dela, realizado o cálculo das perdas hidráulicas, conforme a Equação 10 (presente na p. 56). No caso da usina estudada, existe um **túnel de adução** (por onde a água é levada do reservatório até uma câmara de carga) e **três condutos forçados** (partindo da câmara de carga até as turbinas). Há, portanto, duas constantes características distintas dos condutos da usina. As alturas de perda hidráulica (em metros) para o túnel de adução e para o conduto forçado são exibidas na Figura 15 e na Figura 16, respectivamente.

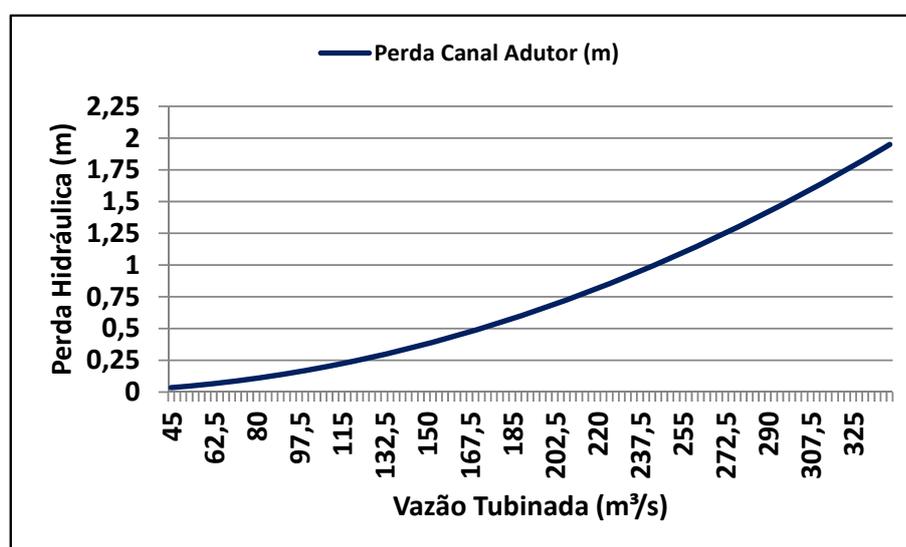


Figura 15: Perda hidráulica no túnel de adução da usina.
Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

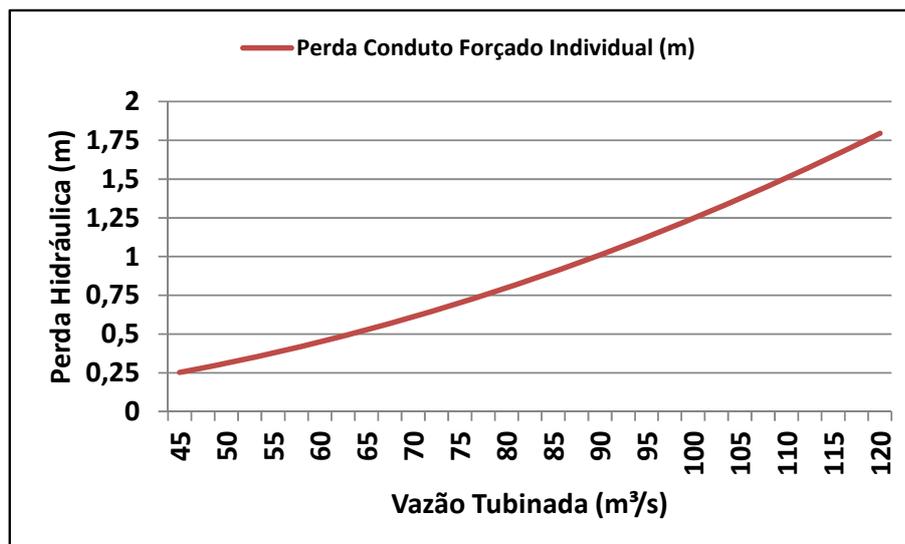


Figura 16: Perda hidráulica no conduto forçado da turbina i.
Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

Como o nível de montante é um dado de entrada para o simulador e as alturas de perda hidráulica dos condutos já foram calculadas, resta apenas definir o nível de jusante, para que seja possível obter a altura líquida, segundo a Equação 4 (p. 52).

O **nível de jusante** é calculado como uma função polinomial da vazão defluente, conforme a Equação 7 (p. 54). Na usina em questão a vazão defluente pode ser definida como a soma da vazão turbinada e da vazão vertida, pois o vertedouro se localiza próximo ao canal de fuga. A Figura 17 exhibe a curva que representa a alteração do nível de jusante em função da vazão defluente.

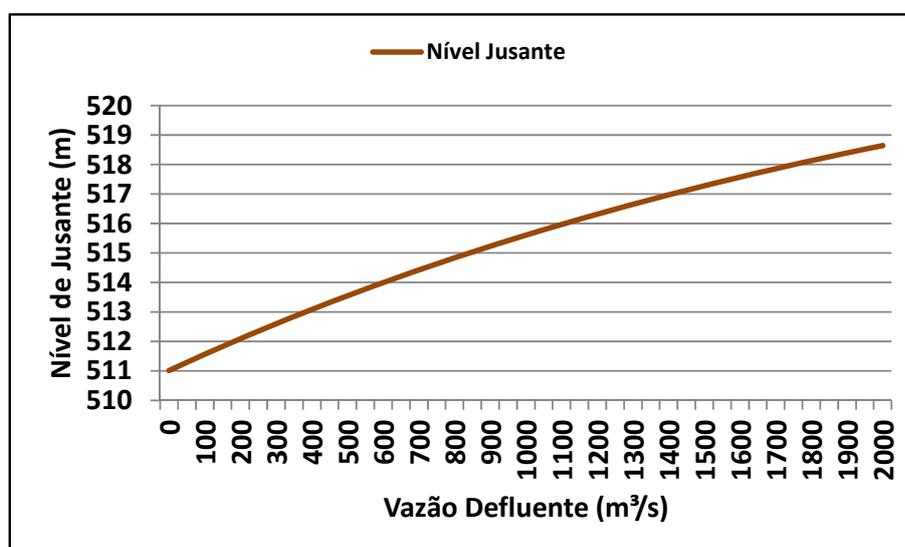


Figura 17: Curva do polinômio “Cota x Vazão” da usina em estudo.
Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

Agora a altura líquida pode ser calculada e, partindo-se de um **rendimento do conjunto turbina-gerador** estimado inicialmente, a vazão turbinada da primeira iteração é isolada na Equação 3 (p. 51) e determinada através da seguinte fórmula:

$$q_t = \frac{p}{\rho \times g \times 10^{-6} \times h_l \times \eta_i} \quad (19)$$

Com o resultado da Equação 19, é possível recalculer o valor da altura líquida e, com este novo valor, buscar na curva-colina, ilustrada na Figura 18, o rendimento real do conjunto turbina-gerador. Tendo o par “altura líquida x potência”, encontra-se o rendimento do conjunto na matriz que representa a curva-colina e dá-se início ao processo iterativo, onde a vazão turbinada é recalculada, assim como todas as demais grandezas dependentes dela.

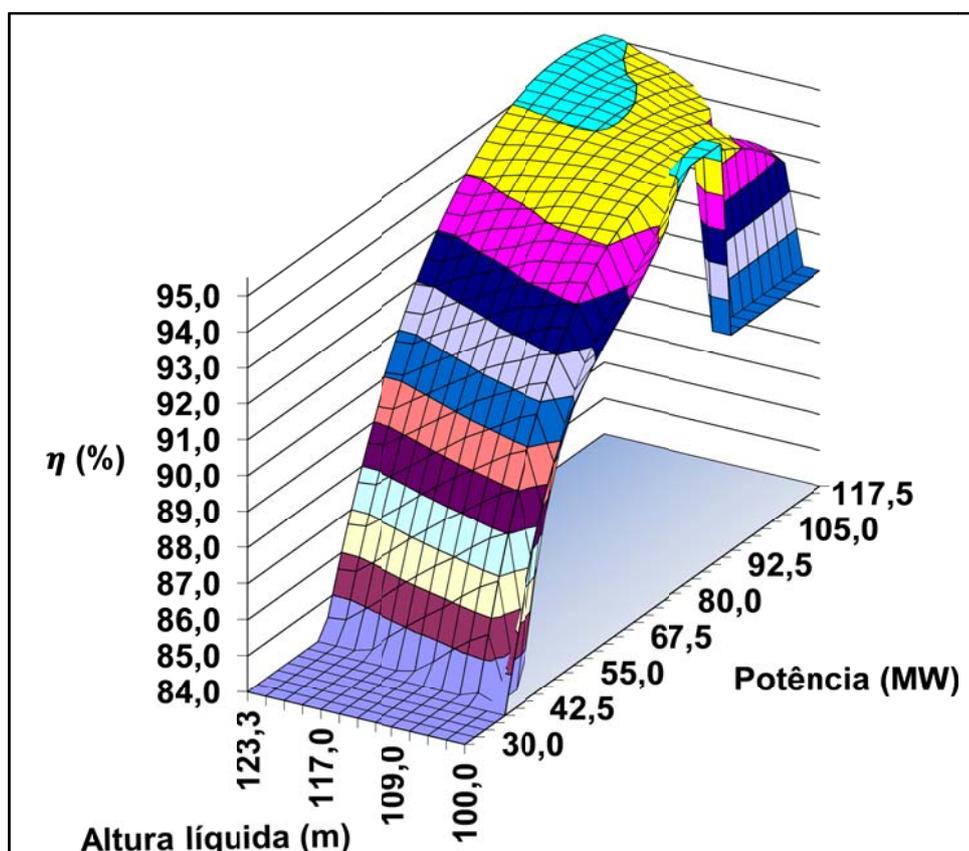


Figura 18: Curva-colina do conjunto turbina-gerador da usina em estudo.
Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

Após a convergência do valor da vazão turbinada para o período em estudo, é definida a **produtividade** desta etapa, fazendo-se a razão entre a potência gerada e a vazão turbinada. Este dado é importante para que possa ser verificada a quantidade de água necessária para se gerar 1 MW. Dependendo das condições hidrológicas e da forma como a usina é despachada, a produtividade varia, fazendo com que a sua análise se torne importante na otimização da geração de energia.

5.2.2 Alteração de volume armazenado e vertimento

A informação do **volume armazenado** no início da simulação é obtida através de uma função polinomial de quarto grau, dependente da cota do reservatório. A Figura 19 mostra a referida curva para o reservatório em estudo.

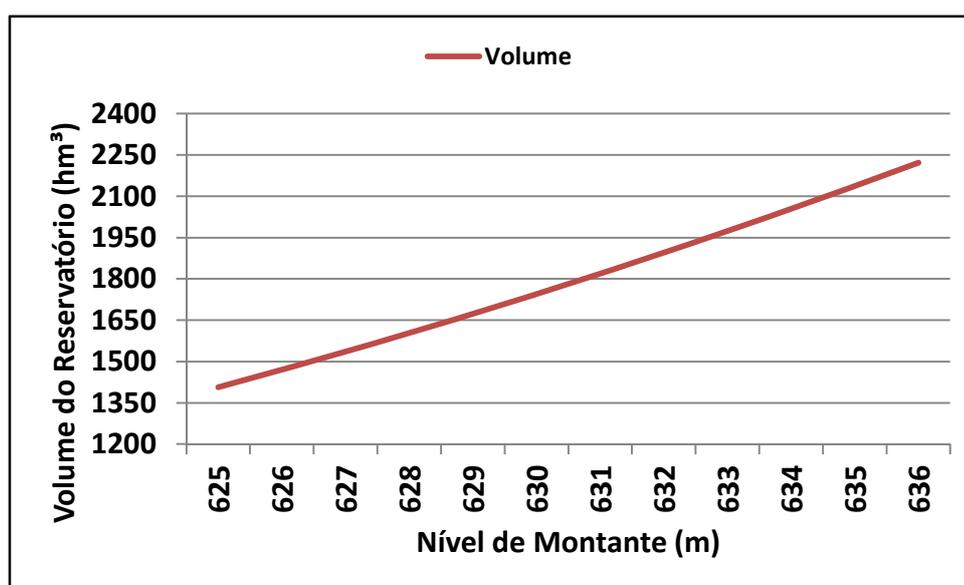


Figura 19: Polinômio “Volume x Cota” da usina em estudo.
Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

Tendo os dados de vazão afluyente, turbinada e o volume armazenado inicialmente, relaciona-se estas grandezas por intermédio da Equação 6 (p. 54) e determina-se o volume armazenado ao final do período simulado **sem considerar a vazão vertida**. Há, então, duas possibilidades: se o volume final for maior que o volume máximo operativo, verte-se o volume de água excedente e mantém-se o reservatório em seu volume máximo. Caso contrário, é finalizado o cálculo do novo valor de volume armazenado.

Com este dado, faz-se um novo cálculo para a determinação do **nível do reservatório de montante**, também obtido por um polinômio de quarto grau, que define o nível como função dependente do volume, de acordo com a Equação 5 (p. 53). O referido polinômio pode ser analisado através da Figura 20.

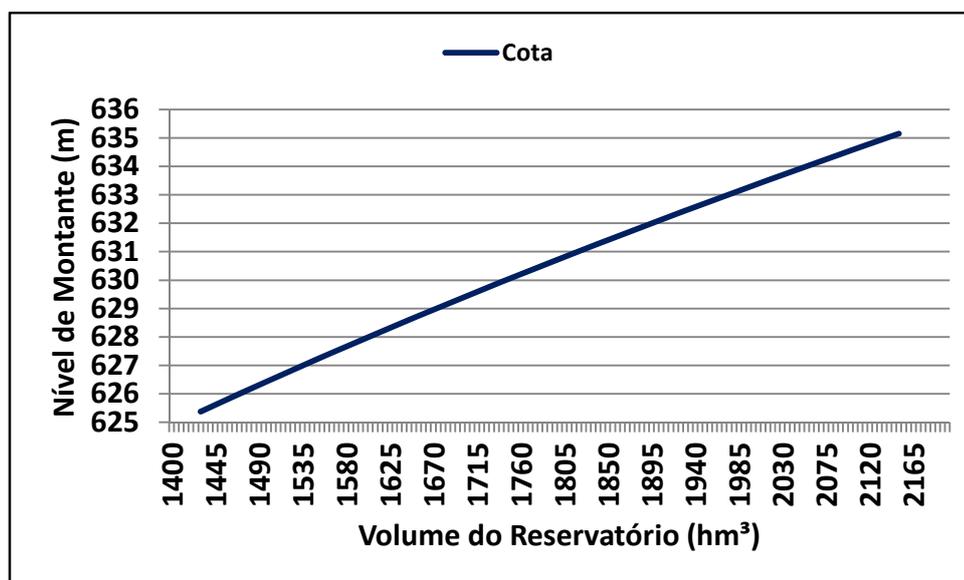


Figura 20: Polinômio “Cota x Volume” da usina em estudo.
Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

5.2.3 Cota equivalente

Para o horizonte de uma hora, a variação de nível e de volume é relativamente pequena. Por isto, o cálculo da altura líquida pode considerar o valor inicial da cota de montante. Porém, para períodos de tempo maiores é importante verificar o conceito de cota equivalente de montante.

A cota equivalente é o valor do nível do reservatório que ocorreria se a simulação fosse realizada para cada variação infinitesimal de volume. A Equação 20 representa a função descrita como sendo a razão entre a integral da função polinomial “Cota x Volume” e a variação do volume no período.

$$h_{equivalente} = \frac{\int_{V_{inicial}}^{V_{final}} f(v) dv}{V_{final} - V_{inicial}} \quad (20)$$

Na Figura 21 pode se verificar um exemplo genérico da função polinomial e dos conceitos apresentados, onde $h_{\text{equivalente}}$ é a cota calculada.

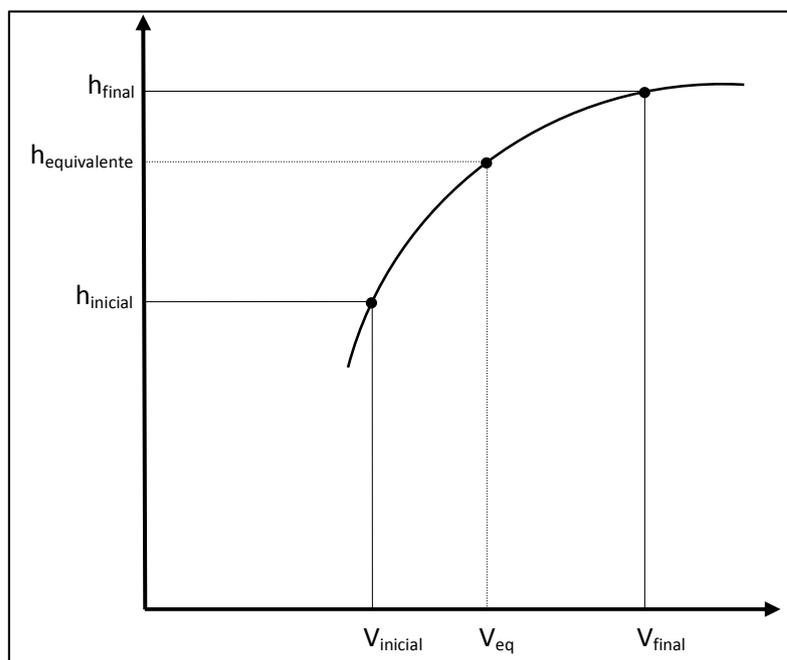


Figura 21: Cota equivalente.
Fonte: Autoria própria.

Desta forma, para cada período de estudo, foram obtidos, a partir da **meta de potência**, do **nível inicial** do reservatório e da **previsão de afluência**, as grandezas de interesse para a análise proposta nos objetivos deste trabalho, que são as **alterações dos níveis de montante e jusante, vazões defluentes, turbinadas e vertidas**. Resta, por fim, a determinação das perdas no processo de geração.

5.2.4 Perdas no processo de geração

As perdas de interesse para o horizonte de estudo (perda hidráulica, perda por elevação do nível de jusante e perda por distanciamento do ponto ótimo) são determinadas segundo as equações 12 a 14 (p. 61 e 62). Para tanto, são necessárias as seguintes variáveis já calculadas: vazão turbinada, altura de perda hidráulica, rendimento do conjunto turbina-gerador para o período e nível de jusante para o período. Além destas, devem ser obtidos os valores de nível de jusante mínimo e ponto ótimo de operação do conjunto turbina-gerador para a altura líquida do período.

O **nível de jusante mínimo** pode ser obtido pelo polinômio da Equação 7 (p. 54), sendo zerado o valor da vazão defluente. Assim, ele equivale ao termo independente da função polinomial “Cota x Vazão”.

Já o **ponto ótimo de operação do conjunto turbina-gerador** para a altura líquida do período é determinado pela curva-colina da máquina. O Quadro 4 exhibe parte da base de dados de uma curva-colina, onde há uma matriz de “Potência Gerada x Altura Líquida” e os valores fornecidos são os rendimentos obtidos por meio do ensaio do modelo reduzido da turbina.

Os rendimentos em negrito representam os melhores pontos de operação para a altura líquida definida, enquanto os campos não preenchidos representam zonas de geração proibidas.

		Potência Gerada pelo Conjunto Turbina-Gerador (MW)										
		92,5	95	97,5	100	102,5	105	107,5	110	112,5	115	117,5
Altura Líquida na máquina (m)	107,00	94,78	94,77	94,72	94,66	94,56	94,43					
	109,00	94,88	94,89	94,88	94,83	94,76	94,67	94,54				
	111,00	94,90	94,92	94,90	94,87	94,81	94,73	94,64	94,53			
	113,00	94,90	94,93	94,94	94,91	94,87	94,81	94,73	94,64	94,53	94,42	
	115,00	94,93	95,00	95,04	95,05	95,04	95,00	94,93	94,85	94,74	94,60	94,45
	117,00	94,92	95,01	95,08	95,11	95,12	95,10	95,06	95,00	94,91	94,80	94,68
	119,00	94,89	94,99	95,07	95,11	95,13	95,13	95,10	95,05	94,98	94,90	94,80
	121,00	94,83	94,96	95,06	95,13	95,17	95,19	95,18	95,15	95,10	95,02	94,93
	123,00	94,75	94,92	95,05	95,16	95,24	95,29	95,31	95,31	95,29	95,23	95,16

Quadro 4: Base de dados da curva-colina.

Fonte: Autoria própria (com base nos dados da usina).

A perda total é determinada pela soma das três perdas já calculadas.

Desta forma, o simulador calculou todas as grandezas de interesse para a programação diária da operação eletroenergética e apresentou a alteração das variáveis hidrológicas. Este procedimento pode ser realizado para horizontes de discretização diferentes e expandido para mais usinas. Quando há reservatórios em cascata, é necessário considerar a influência de cada um em relação ao outro, alterando, sobretudo, a forma de cálculo dos níveis, em função de curvas de remanso e também do tempo de viagem da água pelo rio.

5.2.5 Validação do modelo

A fase de testes do simulador foi realizada para verificar se o mesmo consegue reproduzir dados verificados no histórico de operação da usina. Para tanto, foram levantados 188 dias de histórico dos dados hidrológicos e energéticos com base horária, o que totaliza 4512 valores para análise.

As principais grandezas analisadas foram a vazão turbinada, a produtividade verificada e a variação do nível de montante, pois são parâmetros importantes para a correta representação da usina na modelagem proposta.

Ao término das simulações verificou-se o erro percentual da vazão turbinada calculada em relação à vazão turbinada verificada no histórico. Dentre os 4512 valores, o erro situou-se entre -2,7% e 2,19%. Calculando-se o módulo do referido erro para todos os períodos, obteve-se um erro médio de 1,18% com desvio padrão de 0,46%. Do total de horas analisadas, 265 (93,95%) apresentaram erro inferior a 2% absolutos. A produtividade apresentou variação semelhante à vazão turbinada, por ser dependente desta.

Já o nível de montante teve desvios que variaram de -0,04 a 0,04 metros nos períodos finais de simulação (última hora do dia). 81,7% dos erros de cota de montante foram iguais ou menores a 0,02 metros. A média dos erros foi de 0,02 metros, com desvio padrão de 0,007 metros.

Assim, percebeu-se que o modelo proposto apresentou resultados muito próximos à operação verificada da usina, validando a sua utilização para as etapas seguintes do presente estudo.

No capítulo 6 serão simulados diferentes cenários de metas de geração e condições hidrológicas. Também será apresentada a análise dos resultados e das curvas obtidas.

6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com o simulador em funcionamento é possível realizar o pré-despacho da usina em questão e estudar as variáveis de interesse.

Inicialmente serão analisadas curvas de geração para diferentes cenários hidrológicos e energéticos, verificadas as implicações de tais curvas no que se refere às perdas e à variação do nível do reservatório de montante.

Em seguida serão apresentadas as curvas de perdas e produtividade para a usina em diferentes estados de armazenamento do reservatório, alterando-se o número de unidades despachadas e potência gerada.

Por fim, novos programas de geração serão propostos, utilizando-se as curvas de perdas e produtividade, a fim de verificar as diferentes decisões operativas que podem ser tomadas para os dias já estudados.

6.1 ANÁLISE DO PRÉ-DESPACHO

Ao responsável pela execução dos programas de pré-despacho, cabe uma série de atribuições, pois as análises aqui apresentadas não são aplicadas apenas a uma usina, mas a um parque gerador que possui restrições de transmissão e diferentes curvas de perdas para cada empreendimento. Também devem ser levados em conta os limites de estabilidade na malha de transmissão de cada região. Estes limites podem acarretar restrições na geração de determinadas usinas. Além destes pontos, ocorrem erros na previsão das afluências e o programador deve estar preparado para tais situações.

Para ilustrar tais dificuldades, serão apresentadas curvas de geração típicas, verificadas no histórico de operação da usina, mantendo-se a base diária com discretização horária. Cada análise será composta por dois gráficos: o primeiro exibe a curva de geração no eixo vertical esquerdo (linha cheia) e a variação do nível do reservatório no eixo vertical direito (linha tracejada). O segundo levanta as perdas totais (linha cheia) e perdas de rendimento (gráfico de área) no eixo vertical esquerdo, além da produtividade (linha tracejada) no eixo vertical direito. São também fornecidos os valores médios diários de geração, perdas e produtividade.

Estas variáveis foram escolhidas por serem as mais relevantes durante o processo de elaboração do pré-despacho pelo programador do agente de geração.

As premissas para cada análise são a geração média verificada (tratada como meta diária), a afluência verificada (considerada como previsão) e o nível (ou armazenamento) inicial do reservatório.

6.1.1 Caso 1

Na Figura 22 são apresentados os gráficos de dados verificados em uma segunda-feira de primavera, no ano de 2012. No início do dia o reservatório encontra-se com aproximadamente 64% do seu volume útil de armazenamento. A afluência considerada é de 99,3 m³/s e a meta de geração é 138,58 MW.

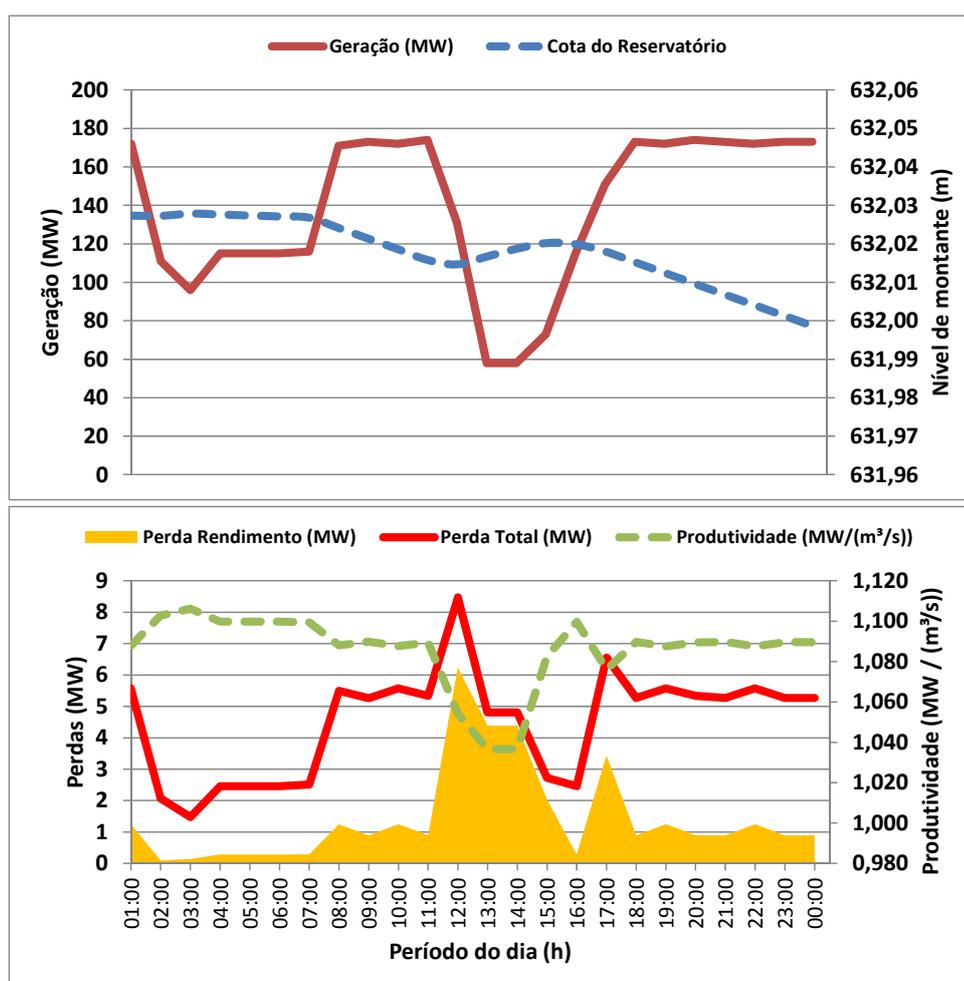


Figura 22: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 1. Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Nestas condições a perda média foi de 4,5 MW e a produtividade média de 1,086 MW / (m³/s). Percebem-se quatro operações de partida ou parada de máquina e a maior perda no período de 12h00 até 14h00. A variação do nível de montante foi de apenas -3 centímetros ao longo do dia (-0,30% do volume útil do reservatório).

6.1.2 Caso 2

A curva de geração das usinas hidrelétricas varia em função da carga demandada do sistema. No caso de dias como domingos e feriados, há a redução da carga consumida de modo geral. Na Figura 23 são exibidas as curvas de um domingo de primavera, no ano de 2012. Os dados iniciais são: reservatório com aproximadamente 55% do seu volume útil, afluência de 182,7 m³/s e meta de geração de 173 MW.

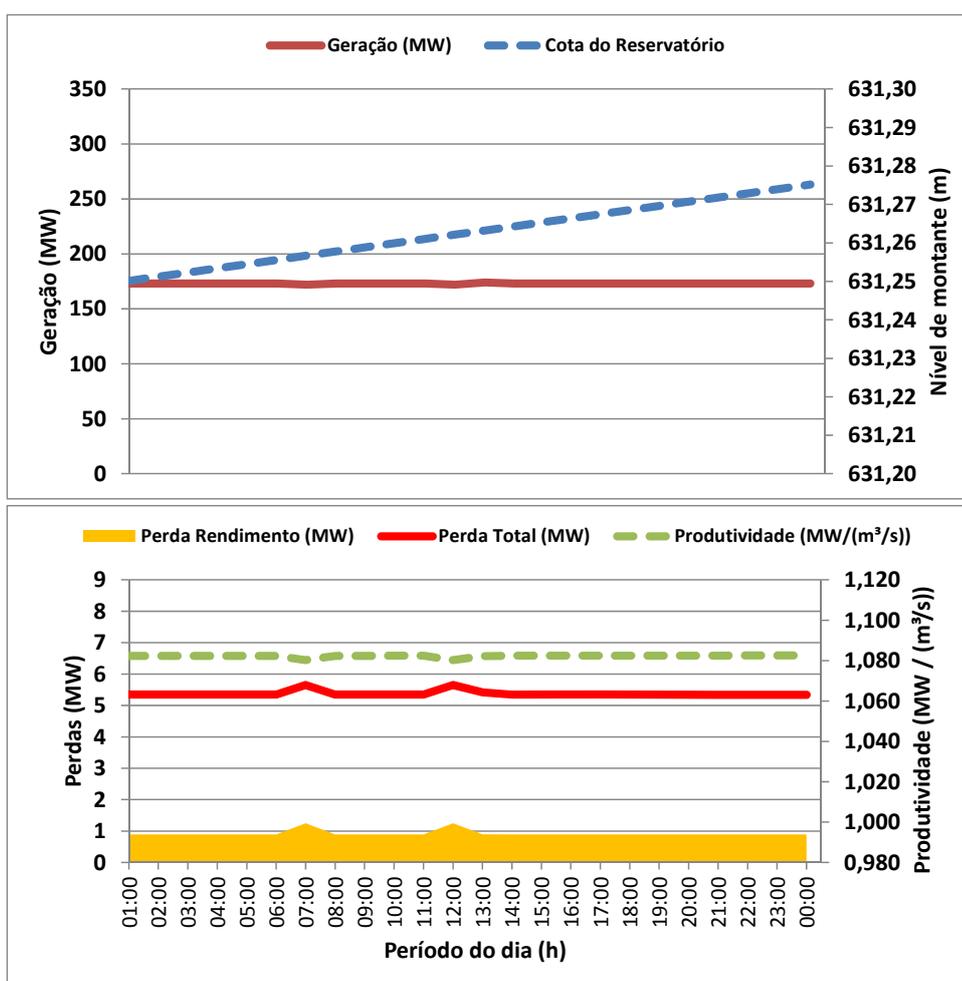


Figura 23: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 2. Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

A geração da usina para o domingo especificado registra uma potência praticamente constante durante todo o dia. Como consequência, a produtividade (1,082 MW / (m³/s) médios) e as perdas (5,4 MW médios) também são praticamente constantes. O nível do reservatório subiu 3 centímetros (volume útil de 0,28%), o que significa que a vazão afluyente foi maior do que a turbinada ao longo do dia.

6.1.3 Caso 3

Para uma quinta-feira de outono, no ano de 2013, a curva de geração foi a inserida na Figura 24. As condições de partida são: reservatório com aproximadamente 89% do seu volume útil, vazão afluyente de 227 m³/s e meta de geração de 213,4 MW.

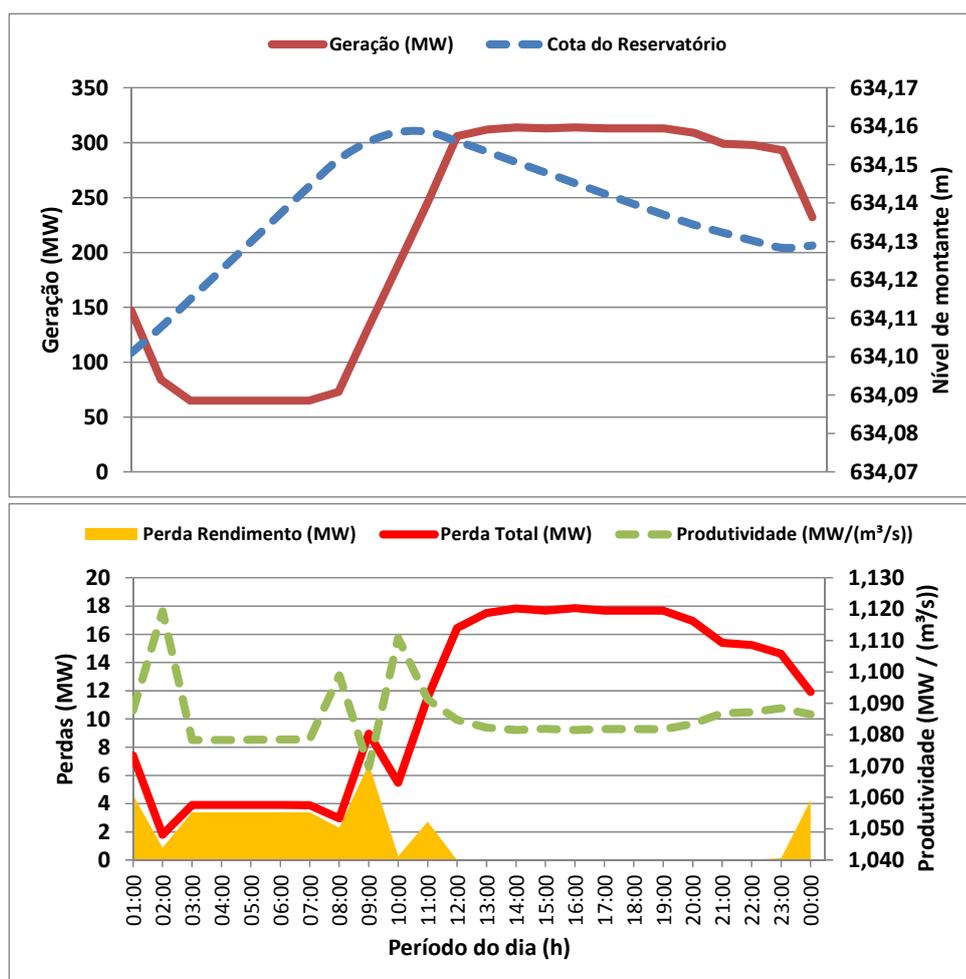


Figura 24: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 3. Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Volta-se a verificar uma curva de geração que busca atender aos períodos de maior demanda. Notadamente há uma geração reduzida na madrugada e uma rampa crescente das 09h00 às 12h00. Durante o dia ocorrem três operações de parada ou partida de máquina e as perdas, embora menores na manhã, indicam que há um considerável distanciamento do ponto ótimo neste período. A produtividade média foi de 1,086 MW / (m³/s), as perdas médias de 11,3 MW e o nível do reservatório subiu 3 centímetros, que representam um volume útil de 0,34%.

6.1.4 Caso 4

Por último, seguem os dados de uma sexta-feira de verão, em 2013, como mostra a Figura 25. No início do dia o reservatório tem aproximadamente 99% do seu volume útil, a afluência é de 300 m³/s e a geração de 333 MW.

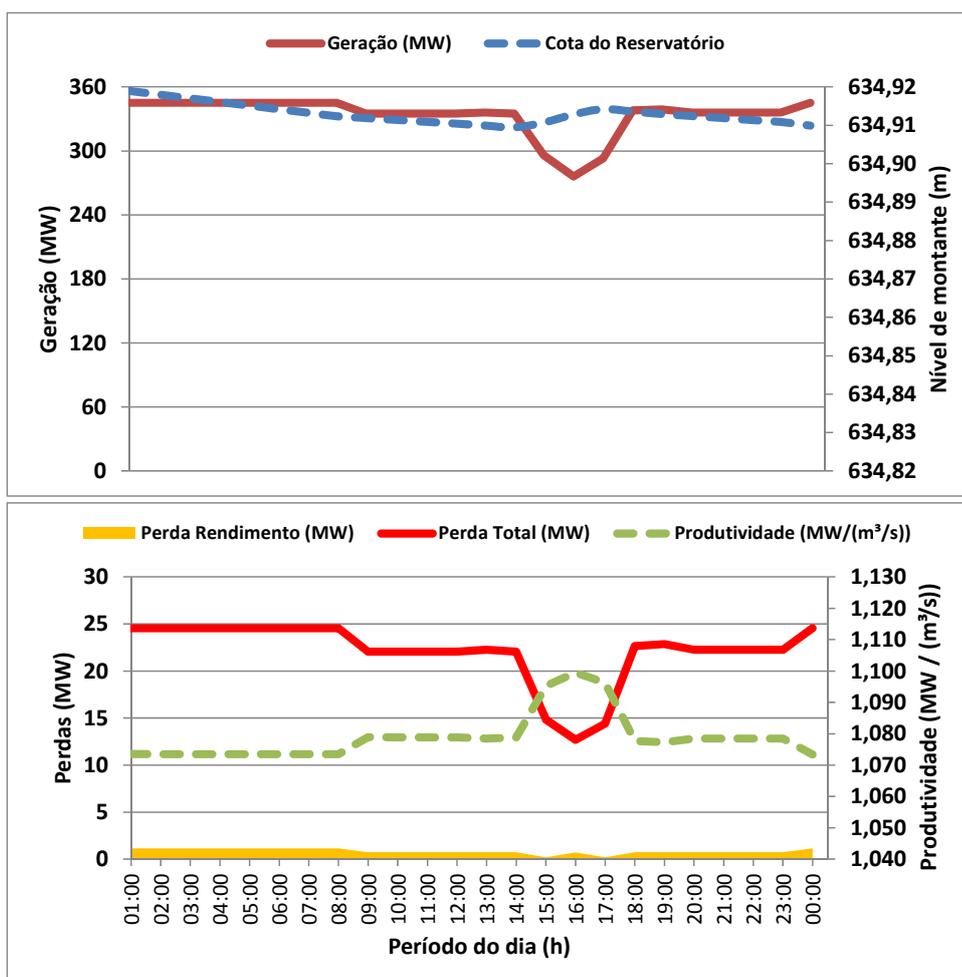


Figura 25: Curvas de geração, perdas, produtividade e nível de montante do caso 4. Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Neste caso, mesmo tratando-se de um dia útil, a curva de geração não foi semelhante aos casos 1 e 3. Isto porque a condição hidrológica indica um reservatório quase cheio e uma afluência considerável chegando à barragem. Assim, todas as grandezas se mantiveram praticamente constantes. A perda média foi de 22,1 MW e a produtividade média de 1,079 MW / (m³/s). Não houve parada nem partida de máquina e o nível de montante variou -1 centímetro ao longo do dia (-0,11% do volume útil do reservatório).

Estes quatro casos exemplificam situações práticas em que é necessário tomar uma decisão de pré-despacho. A análise das curvas apresentadas pode conduzir a melhores decisões de geração, em função da quantidade de informações que elas representam. Ao analisar a geração de uma usina sem a correta estratificação das perdas, o programador pode cometer equívocos por não considerar a influência das variáveis que realmente importam no processo. Por exemplo, no caso 3 a perda média foi de 11,3 MW, em comparação aos 22,1 MW do caso 4. Porém, a perda de rendimento do caso 3 foi 1,6 MW médios e do caso 4 foi de 0,8 MW médios. Obviamente a geração do caso 4 foi muito maior, mas apesar disto, as máquinas estão operando em melhores regiões da curva-colina.

Como tomar a melhor decisão em função destes dados? O próximo tópico abordará a construção das curvas de perdas da usina. Assim, será possível verificar como a variação da potência, para determinadas condições hidrológicas, pode conduzir a usina a operar em pontos melhores ou piores.

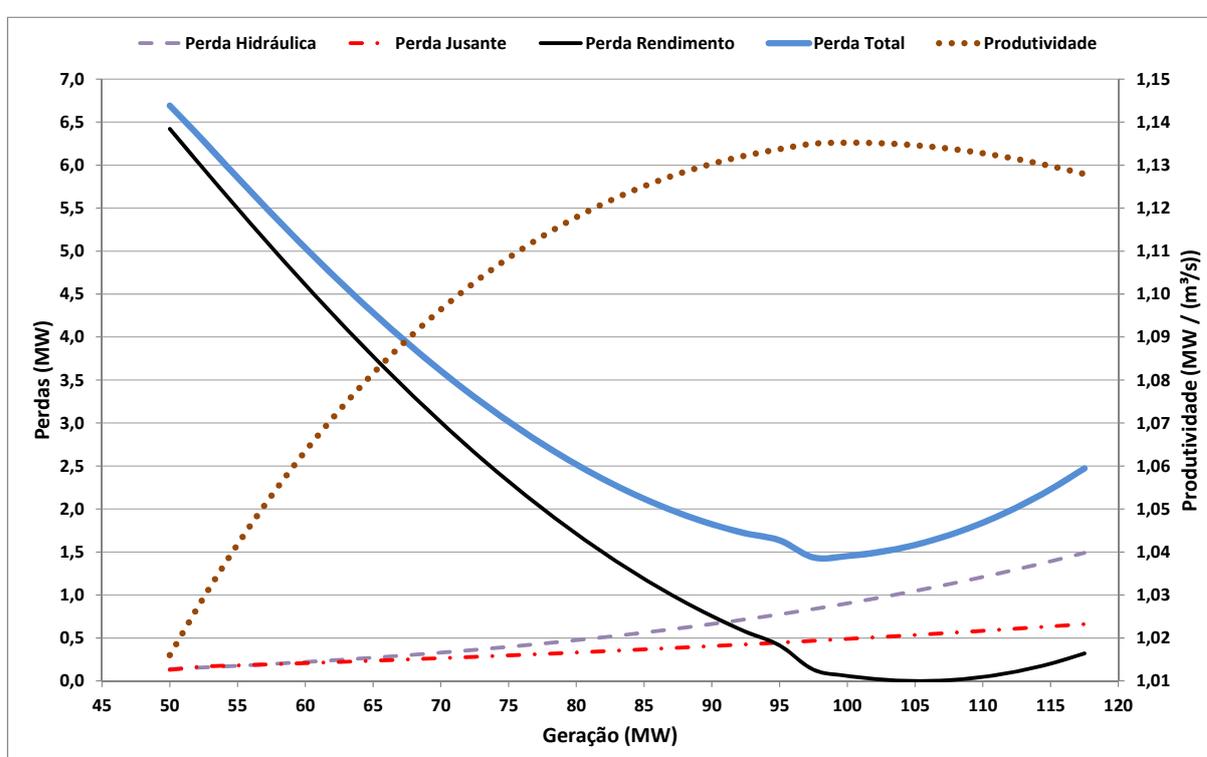
6.2 ANÁLISE DAS PERDAS E DA PRODUTIVIDADE

É possível perceber, nos casos apresentados, que a variação do nível de montante e do volume armazenado no reservatório é pequena no horizonte diário.

A seguir será mostrado o comportamento das perdas e da produtividade da usina para 1, 2 e 3 máquinas sincronizadas com nível de montante fixo em 335 metros. Serão desconsiderados vertimentos e variar-se-á a potência gerada a partir de 50 MW até 117,5 MW por unidade geradora. Por fim, serão analisadas as curvas de perdas e produtividade para diferentes níveis de montante e número de grupos despachados.

6.2.1 Nível de montante fixo em 635 metros e um grupo despachado

A Figura 26 ilustra a curva de perdas e de produtividade para uma unidade geradora despachada. Considera-se a potência distribuída ao longo do eixo horizontal. O eixo vertical esquerdo representa as perdas em MW enquanto o eixo vertical direito contempla a produtividade da usina, em MW / (m³/s). A curva de produtividade mostra a quantidade de energia que se consegue gerar a cada unidade de vazão turbinada, sendo desejável a obtenção de valores altos.



**Figura 26: Curvas de perdas e produtividade para uma máquina sincronizada (nm = 635m).
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).**

O gráfico apresentado mostra as perdas já calculadas anteriormente, sendo: elevação do nível de jusante (traço-ponto vermelha), hidráulica (tracejada roxa), rendimento (linha cheia, fina e preta) e a soma das três (linha cheia, grossa e azul). A curva restante (pontilhada marrom) é a variação da produtividade.

Analisando-se as curvas, percebe-se que para se obter a geração de energia com uma máquina sincronizada e o menor valor de perdas, é necessário que, para esta condição de armazenamento do reservatório, a potência despachada seja de 97,5 MW. A curva-colina indica que o melhor ponto de rendimento para o conjunto

turbina-gerador é o despacho de 105 MW. Já a curva de produtividade mostra o seu valor mais alto (de 1,135 MW / (m³/s)) na faixa que vai de 97,5 a 105 MW.

6.2.2 Nível de montante fixo em 635 metros e dois grupos despachados

Com dois grupos despachados a situação configura-se conforme a Figura 27. A potência é alterada para a faixa de 100 MW a 235 MW, distribuída igualmente entre as duas unidades geradoras despachadas. Mantém-se a configuração dos eixos, dos estilos de linha e das cores do gráfico idêntica à análise anterior.

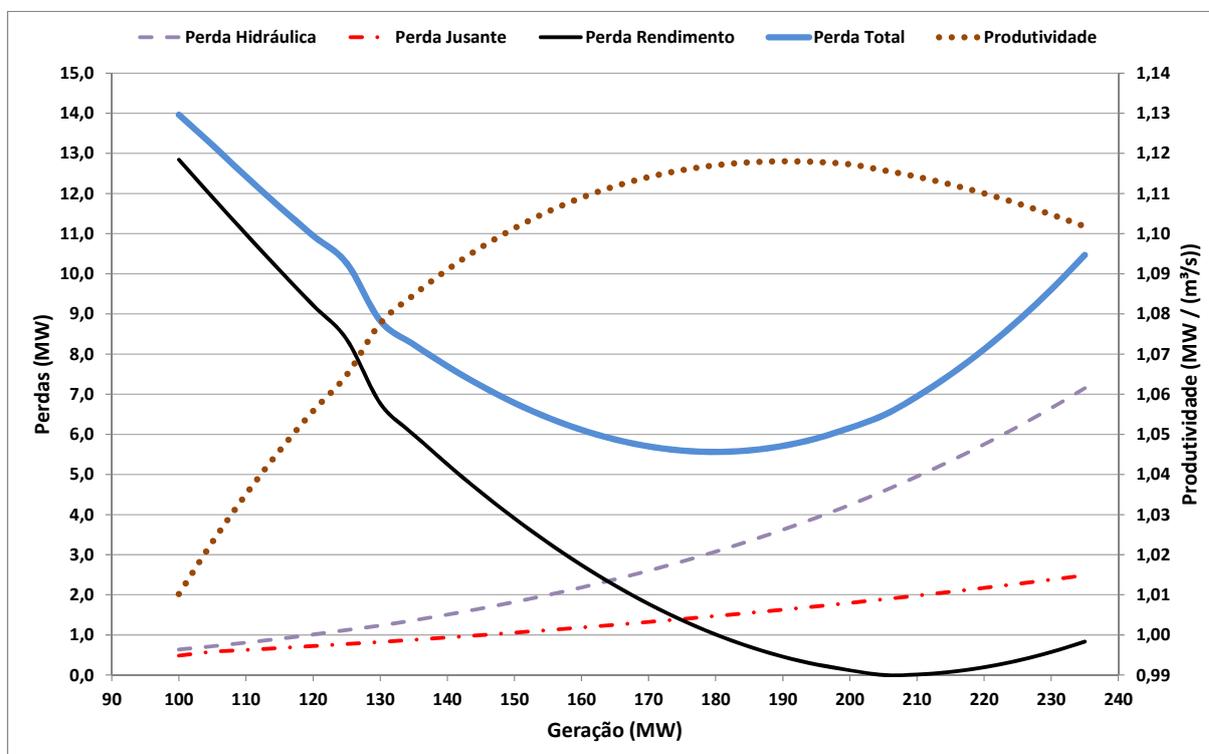


Figura 27: Curvas de perdas e produtividade para duas máquinas sincronizadas (nm = 635m). Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Nesta condição, verifica-se que para se obter o menor valor de perdas no despacho, é preciso que, para esta condição de armazenamento do reservatório, a potência despachada por unidade seja de 90 MW, totalizando 180 MW na usina. A curva-colina indica que o melhor ponto de rendimento para cada conjunto turbina-gerador é o despacho de 102,5 MW, diferentemente da condição anterior. Já a curva de produtividade mostra o seu valor mais alto (de 1,118 MW / (m³/s)) na faixa que vai de 185 a 195 MW na usina (92,5 a 97,5 MW por grupo gerador).

6.2.3 Nível de montante fixo em 635 metros e três grupos despachados

Por fim, a análise de três grupos despachados com nível de montante fixo em 635 metros é exibida na Figura 28.

Os novos valores de potência contemplam a faixa de 150 MW a 352,5 MW, também distribuída igualmente entre as três unidades geradoras despachadas.

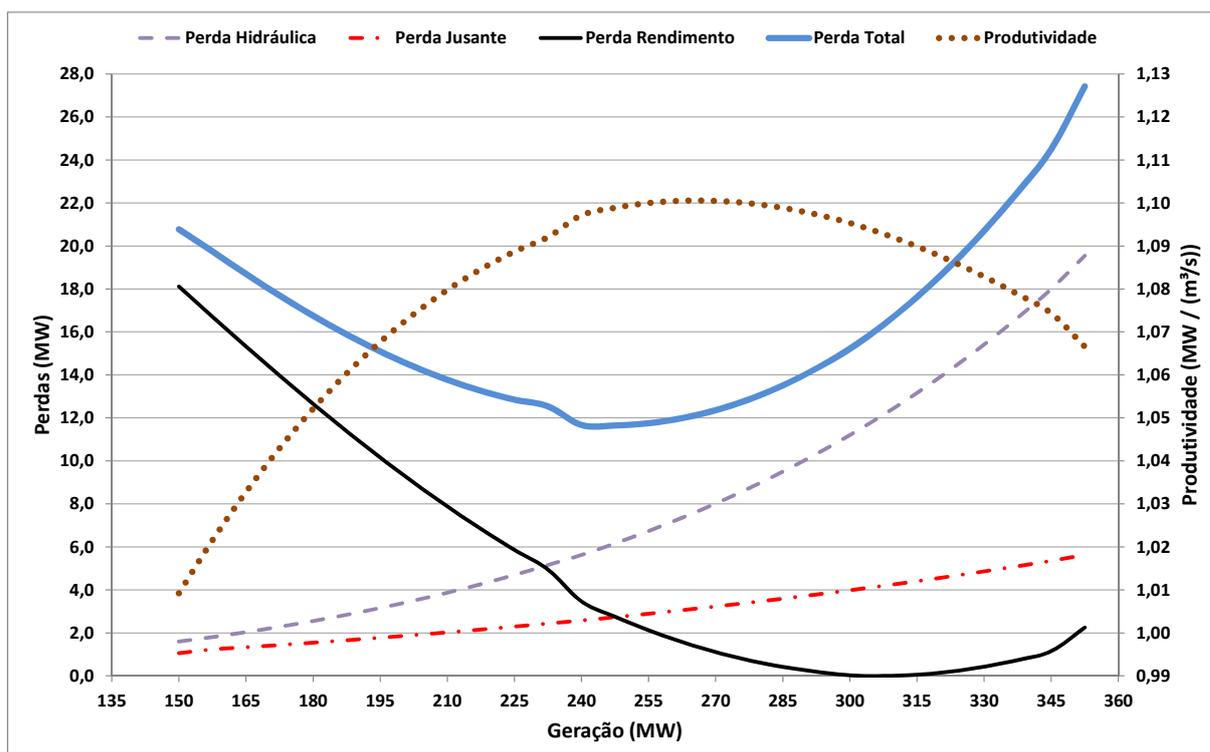


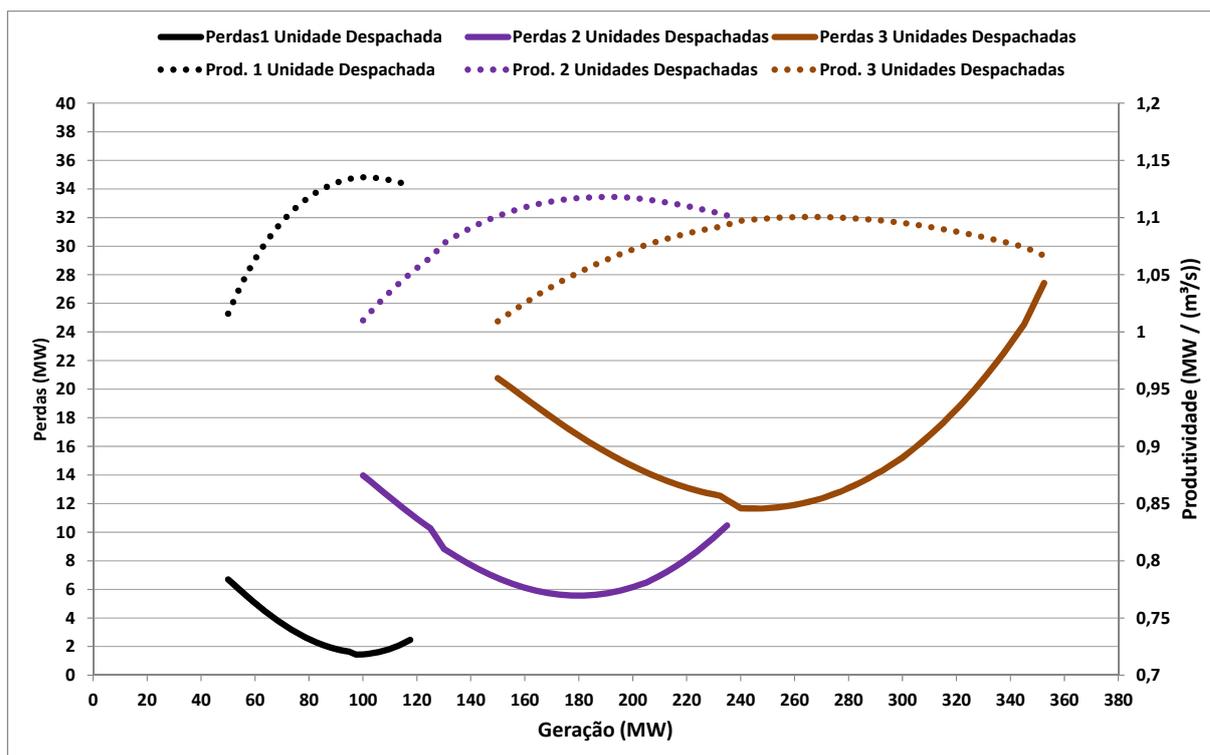
Figura 28: Curvas de perdas e produtividade para três máquinas sincronizadas (nm = 635m). Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Imediatamente é perceptível, na medida em que a potência aumenta, a grande variação da perda hidráulica, proporcional ao quadrado da vazão turbinada.

Em relação aos melhores pontos de operação, as curvas mostram que para minimizar as perdas com a manutenção do nível do reservatório em 635 metros, a geração de cada unidade deve ser de 82,5 MW, totalizando 247,5 MW na usina. A perda de rendimento tem seu valor nulo para um despacho de 102,5 MW, idêntico ao valor de dois grupos despachados. Finalmente, a curva de produtividade tem seu maior valor (de 1,101 MW / (m³/s)) no montante de 262,5 MW na usina (87,5 MW por grupo gerador).

6.2.4 Nível de montante fixo em 635 metros para n grupos despachados

A união das informações de perda total e produtividade dos três gráficos, apresentados em uma mesma escala, gera a Figura 29, onde se mantêm as unidades dos eixos cartesianos de até agora.



**Figura 29: Curvas de perdas e produtividade para n máquinas sincronizadas (nm = 635m).
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).**

Pela análise das curvas percebe-se que, para melhor produtividade e menores perdas na configuração do nível de montante em 635 metros, o ideal é despachar o menor número de unidades possível, caso haja a possibilidade de se obter a potência solicitada com 1 ou 2 grupos ou, também, com 2 ou 3 grupos.

Por exemplo, se a meta de determinado período for de 115 MW para a usina, é preferível gerá-los por meio de um grupo sincronizado (com perda de 2,23 MW e produtividade de 1,123 MW / (m³/s)) do que por meio de dois grupos sincronizados (com perda de 11,67 MW e produtividade de 1,046 MW / (m³/s)).

De forma análoga, se for solicitada uma geração de 160 MW, a melhor decisão de operação é manter dois grupos sincronizados, gerando 80 MW cada (aos quais corresponderão 6,11 MW de perda e 1,11 MW / (m³/s) de produtividade) em

destrimento da opção de sincronizar três grupos, gerando 53,33 MW cada (com perda de 19,40 MW e produtividade de 1,025 MW / (m³/s)).

6.2.5 Um grupo despachado para diferentes níveis de montante

Concluída a análise das perdas para um nível de montante fixo, é importante verificar o comportamento das variáveis analisadas em diferentes configurações do reservatório para um, dois ou três grupos despachados. A Figura 30 mostra as diferentes curvas para cinco condições específicas de armazenamento do reservatório da usina (635, 633, 631, 629 e 627 metros).

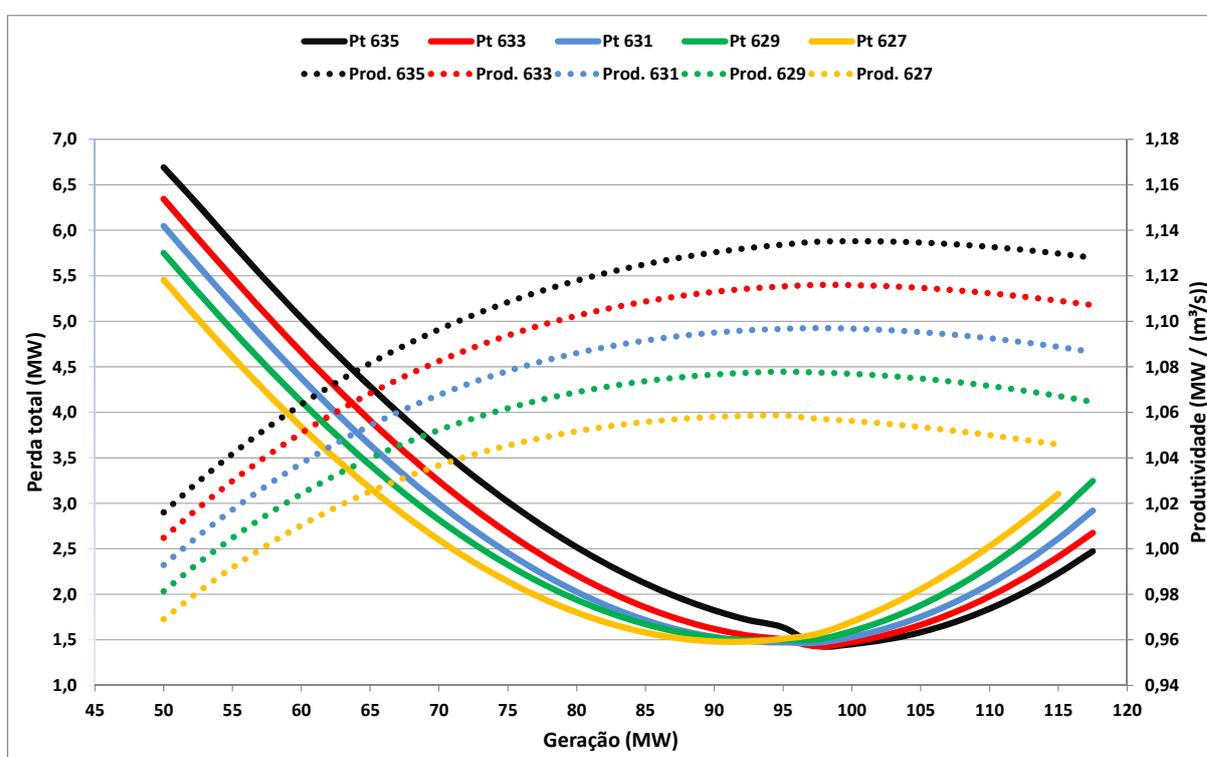


Figura 30: Curvas de perdas e produtividade para uma máquina sincronizada.
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

As diferentes curvas mostram resultados triviais em termos de produtividade, previsíveis conforme a própria definição de potência gerada na usina. Quanto maior o nível de montante, maior a altura líquida e maior a produtividade. Em outras palavras, **manter um reservatório com níveis altos garante menor gasto de água para uma mesma potência gerada**. O possível efeito negativo de se manter esta condição operativa passa a existir quando grandes afluências chegam ao

reservatório e, como consequência delas, é necessária a abertura do vertedouro, desperdiçando-se água.

6.2.6 Dois grupos despachados para diferentes níveis de montante

Passando-se para a análise das curvas de perdas e de produtividade para dois grupos despachados, verifica-se a condição ilustrada na Figura 31. Foram mantidas as mesmas cores e configurações dos eixos em relação à análise anterior.

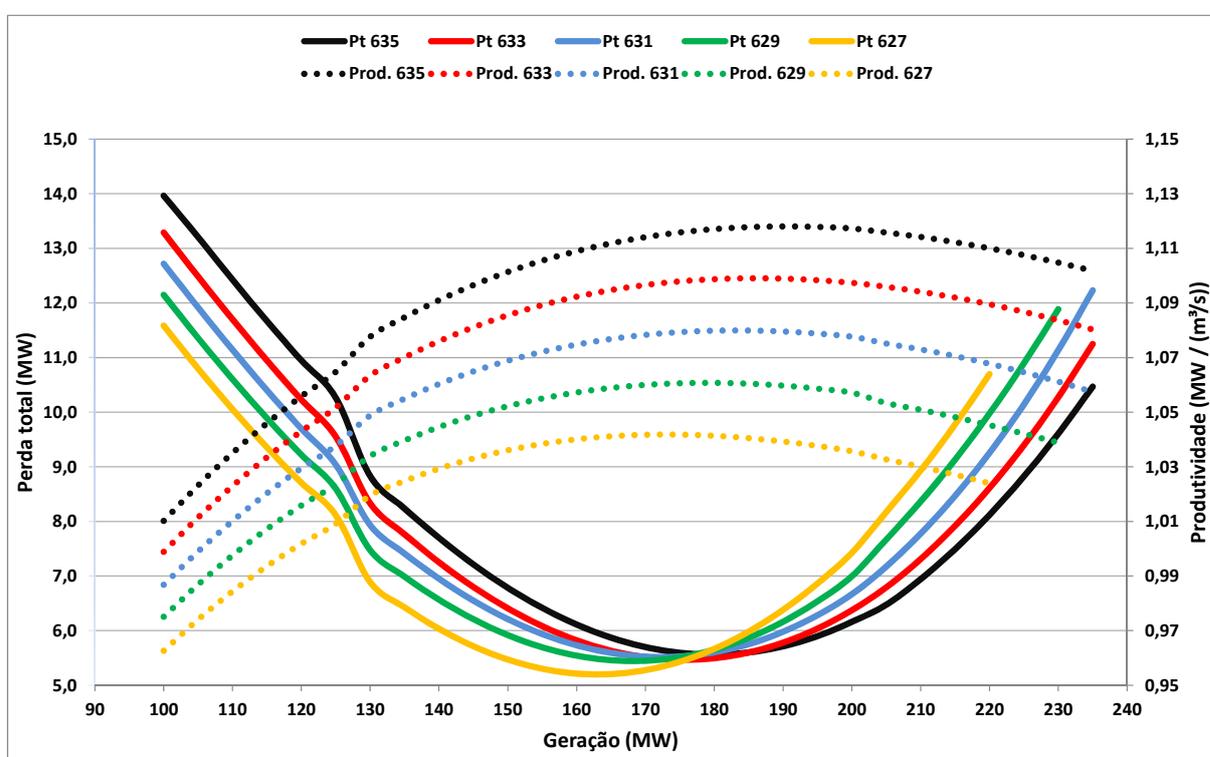


Figura 31: Curvas de perdas e produtividade para duas máquinas sincronizadas.
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

O comportamento das curvas de produtividade é semelhante nas duas situações apresentadas. Nota-se que a curva referente ao menor nível de montante termina antes das demais, ou seja, para o referido nível não é possível gerar a máxima potência da unidade, pois ela é ineficaz segundo a curva-colina.

Os níveis analisados correspondem a diferentes volumes armazenados, a saber: 635 metros equivalem a um volume útil de 100%, 633 metros equivalem a aproximadamente 75,5%, 631 metros a 52,3%, 629 metros a 30,44% e 627 metros a 9,84% do volume útil.

6.2.7 Três grupos despachados para diferentes níveis de montante

Por último, segue a representação curvas de perdas e de produtividade para os três grupos despachados, conforme a Figura 32.

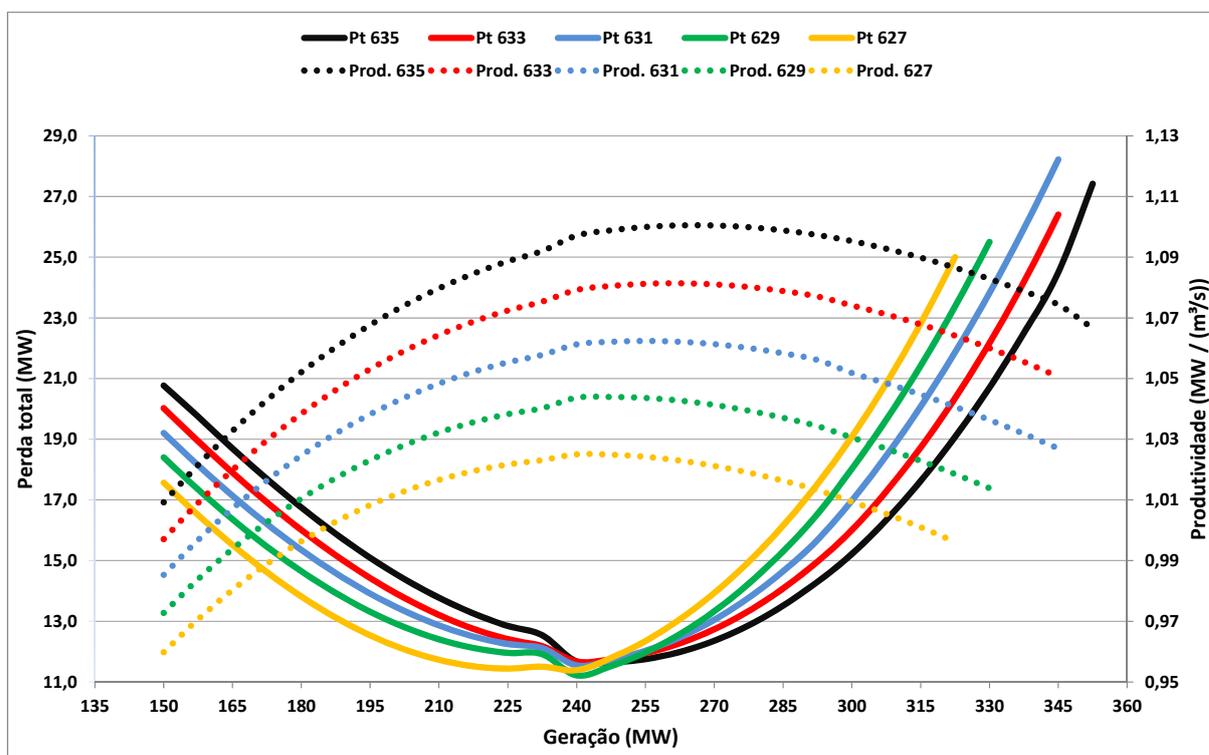


Figura 32: Curvas de perdas e produtividade para três máquinas sincronizadas.
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Novamente a curva de produtividade obedece ao mesmo comportamento: para níveis de montante altos, produtividade alta. Também as curvas referentes aos menores níveis não chegam a possibilitar a maximização da geração da usina, de forma correspondente ao já observado.

Outro comportamento comum nas três últimas análises é a constatação de que há uma inversão nas curvas de perdas antes e depois dos seus valores mínimos. Por exemplo, na Figura 32, a curva que inicia a com a maior perda é a de 635 metros. Com o aumento da potência ela chega ao seu ponto mínimo (247,5 MW) e, a partir deste montante, passa a ser a curva com menor perda.

Estudando o comportamento das curvas de produtividade, poder-se-ia esperar um traçado semelhante para as curvas de perdas, mas não é o que ocorre. Qual a razão desta inversão?

As curvas de perdas são a somatória das três perdas definidas (jusante, hidráulica e rendimento). Com o aumento da altura líquida, as curvas de perda por elevação de nível de jusante e perda hidráulica obedecem ao comportamento das curvas de produtividade, já que ambas dependem da vazão turbinada e uma melhor produtividade resulta em vazões turbinadas menores. O fator agravante para o aumento da perda hidráulica é o trecho de conduto comum às três máquinas, por onde passa toda a vazão turbinada pela usina.

Porém, no caso da perda por distanciamento do ponto ótimo, a redução da altura líquida em função da diferença entre os níveis de montante estudados, faz com que o ponto ótimo das curvas seja menor para níveis também menores. Assim, o deslocamento do ponto ótimo, para a direita ou para a esquerda do gráfico, gera a inversão entre o maior e o menor nível de montante quando a curva passa pelo seu valor mínimo.

Assim conclui-se a análise das perdas e da produtividade da usina para diferentes cenários de geração e também hidrológicos. De posse destes dados, é possível determinar os melhores pontos de operação da usina e das máquinas, com critérios estabelecidos pela teoria que corroborou este trabalho. Como, então, o programador que realiza o pré-despacho poderia alterar a geração dos quatro casos estudados para obter melhores resultados?

É fundamental observar que será analisada a usina isolada do sistema e isto não representa a real situação operativa ao qual estão sujeitas as usinas despachadas centralizadamente e conectadas ao SIN. Por isso é necessária cautela para se analisar dados a posteriori. Muitas vezes a decisão do programador leva em consideração a otimização sistêmica (seja este sistema uma cascata de usinas, um Estado ou até mesmo uma região), em detrimento da otimização local. Apesar disto, as decisões de um órgão que gerencia a operação de empreendimentos de inúmeros proprietários devem ser pautadas na neutralidade, transparência e integridade, como o próprio estatuto do ONS define. Por isso é necessário o estudo aprofundado das condições de geração, transmissão e distribuição de energia para que as decisões operativas possam ser cada vez mais embasadas em critérios técnicos, claramente estabelecidos.

6.3 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO PRÉ-DESPACHO

Após o estudo das curvas apresentadas, o trabalho do programador do pré-despacho é facilitado, pois passam a existir opções de análise de variação de grandezas e suas consequências na obtenção de melhores resultados. Cabe ao programador buscar a melhor operação de sua usina e ao ONS defender o ganho sistêmico. A decisão deverá ser a favor de quem tiver maior capacidade.

Assim sendo, serão, a partir de agora, sugeridas propostas para o pré-despacho dos casos apresentados.

6.3.1 Caso 1

A alteração do pré-despacho do Caso 1 está apresentada na Figura 33. Considerando-se as mesmas condições iniciais, foi mantido o mesmo número de paradas e partidas de máquinas para que os seus custos não interfiram na análise.

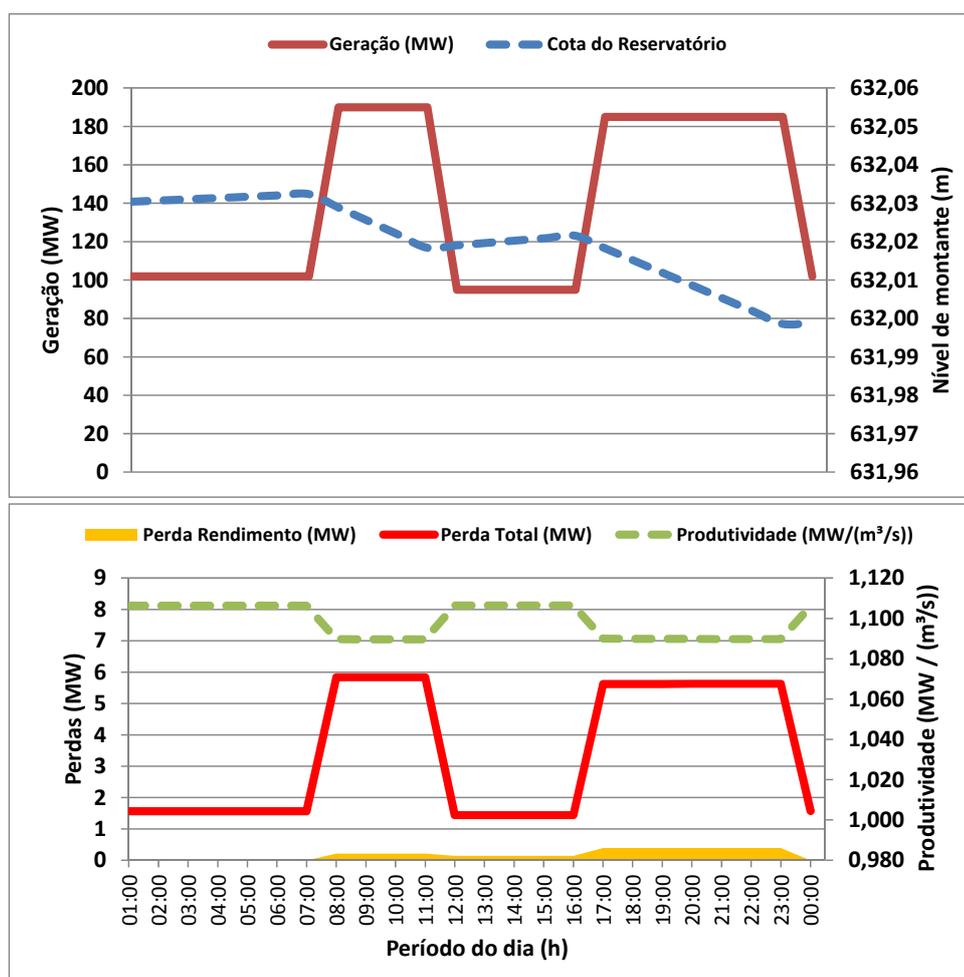


Figura 33: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 1.
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Reduziu-se em 18 MW médios a geração na madrugada (período em que normalmente há folga no sistema), elevou-se em 14 MW a geração média das 08h00 às 18h00 e manteve-se praticamente idêntica a geração média das 19h00 às 00h00. Este procedimento alterou as perdas de 4,5 MW para 3,4 MW médios no dia. A produtividade cresceu de 1,086 para 1,099 MW / (m³/s), mas o mais importante é verificar a faixa amarela (perdas de rendimento). Estas perdas foram reduzidas, mantendo as máquinas em melhores pontos de operação com alterações pouco impactantes no sistema.

6.3.2 Caso 2

O Caso 2 reprogramado está ilustrado na Figura 34. A sugestão para este caso é elevar a geração de 173 MW médios para 195 MW médios.

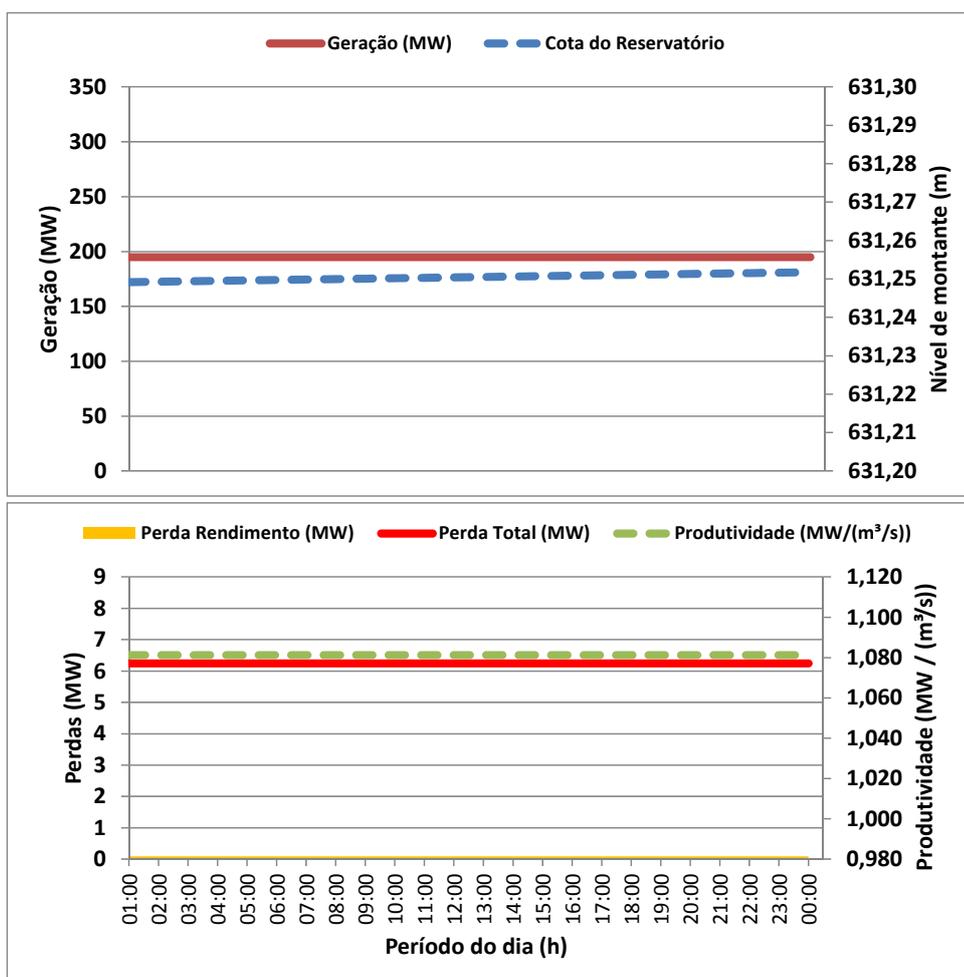


Figura 34: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 2.
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Realizando-se esta alteração, as perdas totais crescem de 5,4 para 6,2 MW médios. Contudo, em função da melhor região de trabalho das máquinas, dada pela curva-colina, a perda de rendimento cai de 0,9 para 0,1 MW médios. Este procedimento mantém a produtividade praticamente constante (variação de apenas $-0,001 \text{ MW} / (\text{m}^3/\text{s})$) mesmo gerando-se mais e aumentando-se as perdas. Além do já exposto, o nível do reservatório não se alterou durante o dia.

6.3.3 Caso 3

Já no Caso 3, exibido na Figura 35, buscou-se uma elevação de geração na madrugada (23 MW médios) e, também, um leve decréscimo de geração durante a carga média (17,5 MW médios). Na ponta de carga foi disponibilizado um montante de 10 MW médios a mais do que na proposta inicial.

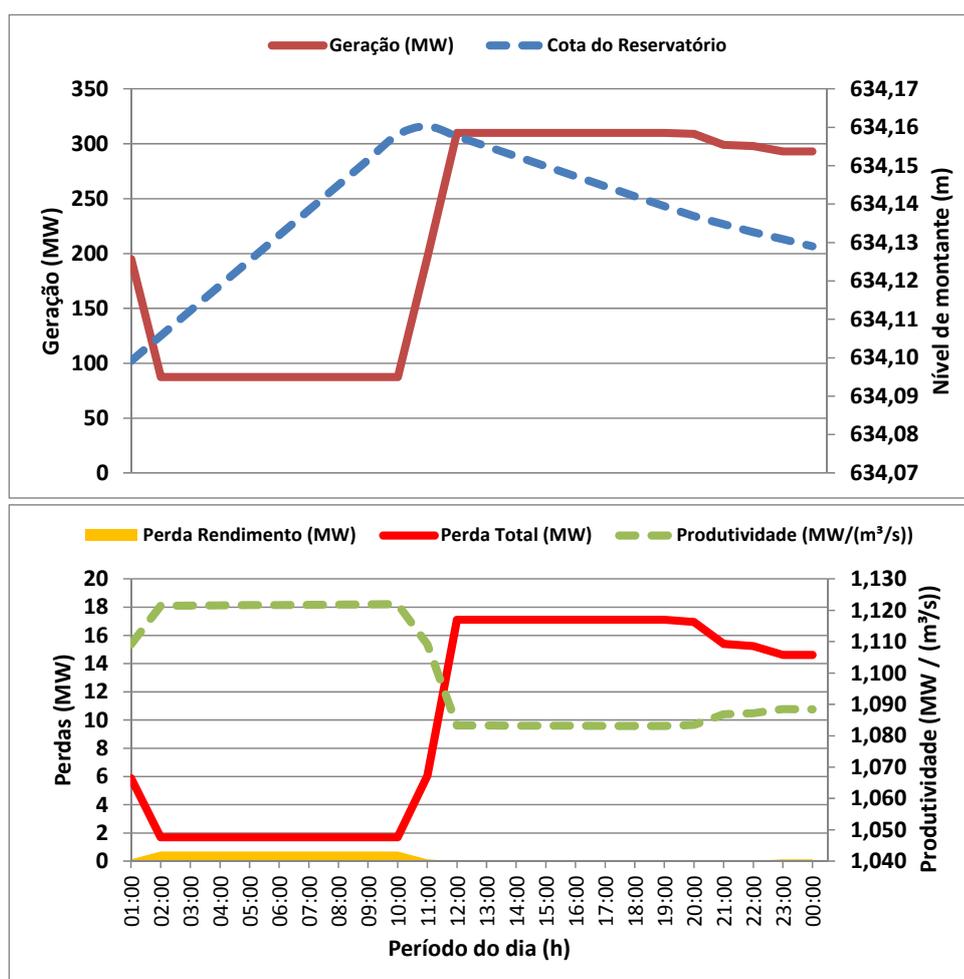


Figura 35: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 3.
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Estas alterações causaram uma redução das perdas totais, de 11,3 para 10 MW médios ao decorrer do dia. A produtividade média subiu de 1,086 para 1,101 MW / (m³/s) e, novamente, a perda de rendimento foi bruscamente reduzida, de 1,6 para 0,3 MW médios. Não houve alteração no nível do reservatório durante o dia.

6.3.4 Caso 4

Finalmente, apresenta-se na Figura 36 o Caso 4. A condição inicial do reservatório é de um armazenamento próximo a 99%. Sendo alta a previsão de afluência para os dias subsequentes ao analisado, sugere-se uma maximização da geração, passando de 333 para 350 MW médios durante o dia.

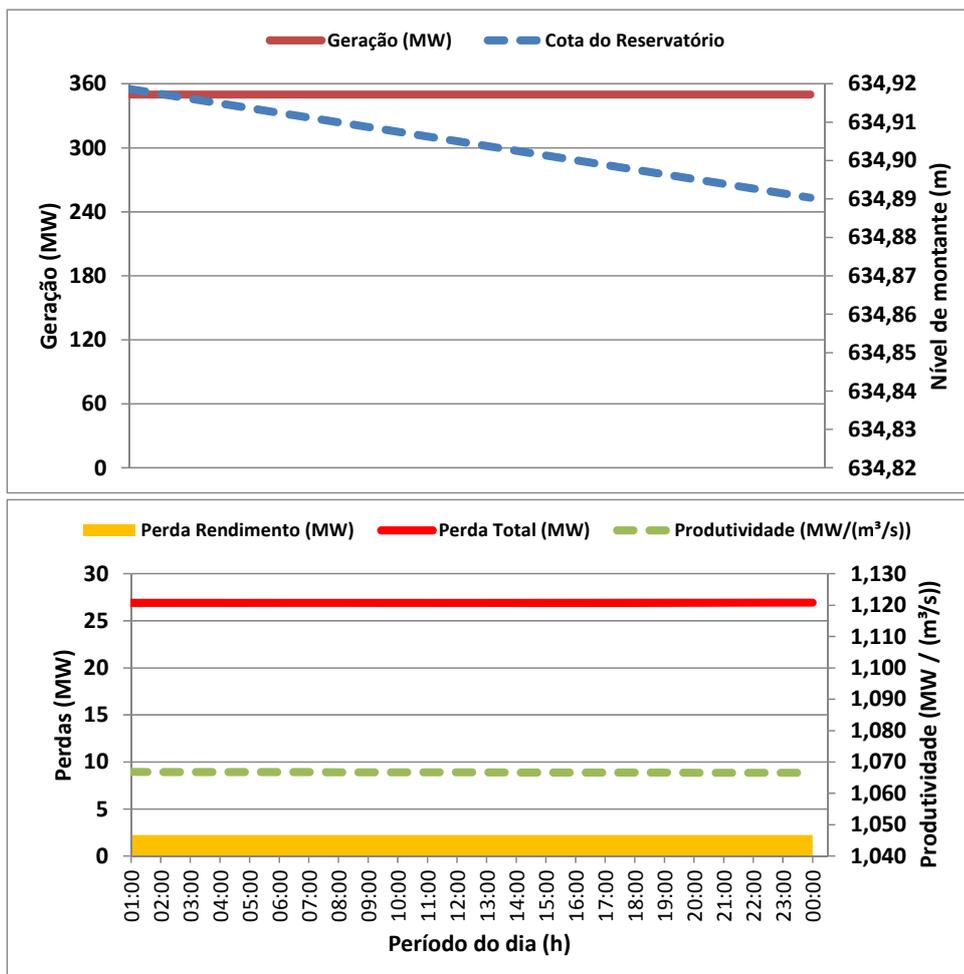


Figura 36: Proposta de alteração do pré-despacho do caso 4.
Fonte: Autoria própria (com base nas simulações realizadas).

Este procedimento faz aumentarem as perdas totais, passando de 22,1 para 26,9 MW médios. A produtividade média cai de 1,079 para 1,067 MW / (m³/s)). Já a perda de rendimento cresce 0,8 para 2,2 MW médios. Este cenário é diferente dos até agora analisados. Por que se sugere este tipo de alteração para o programador?

Tendo em vista o elevado armazenamento do reservatório, se ocorrerem altas afluências nos dias seguintes ao analisado, ocorrerão vertimentos. Sabendo-se do risco de vertimento, a análise passa a não ser mais baseada na produtividade, pois de nada adianta aumentar a produtividade enquanto a água é desperdiçada no vertedouro.

Desta forma, o Caso 4 mostra que, caso perceba-se que vertimentos são inevitáveis, deve-se maximizar a geração, procurando turbinar o máximo possível de água. Também neste caso, é possível (e desejável) que o planejamento de médio prazo identifique esta situação e mantenha a meta de geração da usina em seu valor máximo de disponibilidade.

O que se buscou mostrar com os quatro casos analisados é que a tarefa do pré-despacho não é simples de ser equacionada e resolvida. Há muitas variáveis que devem ser consideradas, sejam elas condições hidrológicas, energéticas ou ambas. Porém, mesmo com este grande número de complicadores, um estudo pormenorizado dos aproveitamentos hidrelétricos certamente conduzirá a operação global a melhores resultados e este foi o principal motivador do tema do presente Trabalho de Conclusão de Curso.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo principal deste trabalho foi o de criar um modelo computacional de simulação do pré-despacho de uma usina hidrelétrica de grande porte, buscando a minimização das perdas e operação das unidades geradoras em pontos da curva-colina que representam melhores rendimentos.

Por ser um assunto pouco explanado nas disciplinas do curso de Engenharia Elétrica, nos capítulos 1 a 6, buscou-se apresentar de forma simples e detalhada uma série de aspectos voltados à programação diária da operação eletroenergética, partindo-se de uma visão geral do Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentando-se uma pesquisa nos principais trabalhos sobre o tema deste e culminando com o detalhamento das características hidroenergéticas e da programação do pré-despacho da usina em estudo.

Inicialmente foi realizada uma pesquisa que apresentou o modelo institucional do setor elétrico brasileiro e o planejamento da operação do SIN. Estas informações, constantes no Capítulo 2, objetivaram dar ao leitor uma noção das dimensões do SIN e da complexidade da operação de um parque gerador com este tamanho e, sobretudo, com matriz hidrotérmica fortemente dependente das vazões.

Em seguida foi introduzida a teoria sobre a programação diária da operação eletroenergética, visando situar o leitor no horizonte temporal delimitado por este trabalho. O detalhamento necessário à modelagem desta etapa foi explicado e foi inserida a sequência de tarefas pertinentes à rotina interativa entre ONS e agentes, na elaboração das propostas de geração.

O capítulo 4 foi fruto de uma pesquisa teórica em torno da formulação que subsidia o modelo proposto. Foram explicadas as partes componentes de uma usina, e equacionadas as grandezas necessárias, com base nos principais trabalhos voltados para esta área no Brasil. Também foi justificada a influência de cada variável na modelagem e apresentada a metodologia escolhida para a análise de perdas no processo de geração de energia.

As premissas para a criação do modelo de simulação foram inseridas no Capítulo 5, aproximando o leitor da atividade do pré-despacho, pois, em um agente de geração, a rotina a ser realizada é análoga à apresentada neste capítulo. Todas

as etapas do desenvolvimento do algoritmo do simulador foram explicadas e particularizadas à usina em questão.

Após a criação do simulador, iniciou-se o processo de elaboração da programação diária da operação da usina com base em valores verificados no histórico. Realizou-se uma análise de quatro casos reais e, a partir dos dados apresentados neles, foram criadas as curvas de perdas e produtividade da usina para diferentes condições hidrológicas e energéticas.

Por fim, após a análise das referidas curvas, foram sugeridas diferentes formas de realizar o pré-despacho nos casos apresentados, explicando-se variadas abordagens que podem embasar as decisões do programador.

Uma das particularidades inseridas neste trabalho é a sobreposição das curvas de perda e produtividade em um mesmo gráfico, fornecendo subsídios para a decisão de pré-despacho com base na comparação destes dois parâmetros. Além desta, destaca-se a impressão de gráficos representando a evolução de grandezas como geração programada e variação do nível de montante para todas as horas do dia, em conjunto com a estratificação das perdas por rendimento, perdas totais e produtividade de todos os patamares do pré-despacho. Estas informações representam um importante subsídio para a decisão do programador.

Assim, verifica-se que o presente trabalho cumpriu os seus objetivos propostos. Porém, há uma série de desdobramentos possíveis, tais como a inserção de perdas na transmissão, a ampliação do parque gerador analisado ou até mesmo a representação de usinas em cascata. Estes assuntos podem ser alvo de trabalhos complementares a este, que certamente contribuirão para melhores decisões de geração e, conseqüentemente, melhor utilização dos recursos energéticos do Brasil.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Empreendimentos em operação – BIG Banco de Informações da Geração**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 12 set. 2012.

_____. **Energia no Brasil e no Mundo - Parte I**. 2008. 20 f. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf>. Acesso em: 15 set. 2012.

_____. **Resolução autorizativa Nº 328, de 12 de agosto de 2004**. Aprova o Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004328.pdf>>. Acesso em: 10 abr. 2012.

ARCE, Anastácio S. E. **Um modelo de otimização do despacho de máquinas em usinas hidrelétricas**. 1999. 78 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999.

_____. **Despacho ótimo de unidades geradoras em sistemas hidrelétricos via heurística baseada em relaxação lagrangeana**. 2006. 175 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

BORGES, Saimon S. **Pré-despacho de potência ativa e reativa para sistemas hidrotérmicos utilizando método de pontos interiores e coordenadas retangulares**. 2010. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

BRASIL. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/setor-eletrico/sistemas-isolados>>. Acesso em 12 set. 2012

_____. Decreto nº 5.177, de 15 de março de 2004. Regulamenta os arts. 4o e 5o da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Diário Oficial da União República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 15 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm>. Acesso em: 23 jan. 2013.

_____. Decreto nº 7.798, de 12 de setembro de 2012. Aprova a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas do Ministério de Minas e Energia. **Diário Oficial da União República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 12 set. 2012. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Decreto/D7798.htm>. Acesso em: 23 jan. 2013.

_____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 6 ago. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 23 jan. 2013.

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 mai. 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em: 10 abr. 2012.

_____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **Diário Oficial da União República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 15 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>. Acesso em: 23 jan. 2013.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 15 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 23 jan. 2013.

CCEE. **O Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 25 mar. 2012.

_____. **Treinamento Newave e Decomp: O SIN e os modelos para o Planejamento da Operação Energética**. Rio de Janeiro, 2009.

ELETROBRÁS. **Relatório de Sustentabilidade 2010**. Disponível em: <http://www.eletrabras.com/relatorio_sustentabilidade_2010/html_pt/contexto.html>. Acesso em 04 out. 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2011: Ano base 2010**. 266 f. Rio de Janeiro, RJ, 2011.

FINARDI, Erlon C. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando computação de alto desempenho**. 1999. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

_____. **Alocação de unidades geradoras hidrelétricas em sistemas hidrotérmicos utilizando relaxação lagrangeana e programação quadrática sequencial.** 2003. 218 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

FORTUNATO, Luiz A. M.; NETO, Tristão de A. A.; ALBUQUERQUE, João C. R. de; PEREIRA, Mario. V. F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica.** EDUFF, Niterói, RJ. 1990.

LESCANO, Gerardo M. A. **Um modelo de despacho econômico para reservas operativas.** 2004. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

MONTIBELLER, Fernando. **Aplicação do Método de Feixes ao problema de planejamento da operação de curto prazo para sistemas hidrotérmicos.** 2003. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

MULLER, Glaysson de M. **Despacho de máquinas e geração de usina hidrelétrica individualizada utilizando algoritmos genéticos.** 2010. 154 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 8.1: Programação diária da operação eletroenergética.** 2009. 25 f. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2012.

_____. **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 26.2: Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas.** 2010. 11 f. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 13 mar. 2012.

_____. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 25 mar. 2012.

REIS, Lineu B. Dos. **Geração de Energia Elétrica: Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade.** Manole, Barueri, SP. 2003.

RODRIGUES, Rafael N. **Despacho de unidades geradoras hidrelétricas utilizando lagrangeano aumentado.** 2003. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

_____. **Um modelo para a programação da operação de sistemas hidrotérmicos baseado em relaxação lagrangeana.** 2009. 152 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SALMAZO, Clóvis T. **Modelo de otimização eletroenergético de curto prazo (Pré-despacho) aplicado ao sistema Copel**. 1997. 68 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.

SANTOS, Erinaldo F. Dos. **Um modelo de pré-despacho em usinas hidrelétricas usando algoritmos genéticos**. 2001. 88 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

SCUZZIATO, Murilo R. **Proposta de um modelo de alocação ótima de unidades hidrelétricas para usinas em cascata**. 2011. 107 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

SOARES, Secundino F., SALMAZO, Clóvis T. **Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, nº 3, pp. 1220-1228. August 1997.

SOUZA, Zulcy de; FUCHS, Rubens D.; SANTOS, Afonso H. M. **Centrais Hidro e Termelétricas**. Edgard Blücher, São Paulo, SP. 1983.

TAKIGAWA, Fabrício Y. K. **Desenvolvimento de um Modelo Computacional Para o Problema da Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**. 2010. 212 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. **Normas para elaboração de trabalhos acadêmicos**. Curitiba: UTFPR, 2008.

VIEIRA, Douglas P. **Modelo econômico de programação diária da geração considerando os custos de parada e partida e operação como compensador síncrono**. 2007. 131 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2007.