

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”
Faculdade de Engenharia

**Modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em
dois estágios para mercados *pool* de eletricidade de sistemas
hidrotérmicos**

Gabriela Fernanda Bregadioli

Bauru – SP

Agosto – 2019

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”
Faculdade de Engenharia

**Modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em
dois estágios para mercados *pool* de eletricidade de sistemas
hidrotérmicos**

Gabriela Fernanda Bregadioli

Orientador: Prof. Assist. Leonardo Nepomuceno

Co-Orientadora: Prof^a Assist. Edméa Cássia Baptista

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – *Campus* de Bauru, como um dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Bauru – SP

Agosto – 2019

Bregadioli, Gabriela Fernanda

Modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois
estágios para mercados *pool* de eletricidade de sistemas hidrotérmicos /
Gabriela Fernanda Bregadioli, 2019
106f.

Orientador: Leonardo Nepomuceno.
Co-Orientadora: Edméa Cássia Baptista.

Tese (Doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia, Bauru, 2020

1. Coordenação. 2. Curto prazo. 3. Médio prazo. 4. Mercados de
energia. 5. Programação estocástica. 6. Sistemas hidrotérmicos. I.
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE GABRIELA FERNANDA BREGADIOLI, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 02 dias do mês de agosto do ano de 2019, às 14:00 horas, no(a) Anfiteatro da Seção Técnica de Pós-graduação da FEB, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO - Orientador(a) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Doutor MARCELO AUGUSTO CICO GNA do(a) HydroByte Software, Prof. Dr. GUILHERME GUIMARÃES LAGE do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de São Carlos, Profª. Drª. EDILAINE MARTINS SOLER do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, Prof. Dr. ANTONIO ROBERTO BALBO do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da TESE DE DOUTORADO de GABRIELA FERNANDA BREGADIOLI, intitulada **Modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois estágios para mercados pool de eletricidade de sistemas hidrotérmicos**. Após a exposição, a discente foi arguida oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO

Doutor MARCELO AUGUSTO CICO GNA

Prof. Dr. GUILHERME GUIMARÃES LAGE

Profª. Drª. EDILAINE MARTINS SOLER

Prof. Dr. ANTONIO ROBERTO BALBO

Agradecimentos

Primeiramente, à Deus acima de tudo e de todos, pois mesmo quando me esqueci de Ti, Tu nunca me abandonaste.

Aos meus pais, Cleide e Jair, e à minha irmã Marcela, por sempre me apoiarem, incentivarem e compreenderem meus momentos de ausência.

Ao professor Leonardo Nepomuceno e à professora Edméa Cássia Baptista, pela orientação e ensinamentos transmitidos, e por todo apoio, amizade e compreensão.

Aos professores Marcelo Augusto Cicogna, Guilherme Guimarães Lage, Edilaine Martins Soler e Antonio Roberto Balbo, por aceitarem o convite para participar das bancas de avaliações e pelas contribuições dadas a este trabalho.

Aos meus eternos colegas de trinca, Elis e Diego, pelo companheirismo na vida e nos estudos.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, funcionários da Seção Técnica de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia e colegas do LOEESP.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes), pelo apoio financeiro.

A todos os que, direta ou indiretamente, estiveram comigo nesta caminhada.

*"A mente que se abre a uma nova
ideia jamais voltará ao seu tamanho
original."*

Albert Einstein

Resumo

Sistemas hidrotérmicos de geração de energia podem ser encontrados em todo o mundo. Ao contrário das fontes térmicas de geração de energia elétrica, a capacidade de geração das usinas hidrelétricas depende da quantidade de água armazenada em seus reservatórios e da aleatoriedade das chuvas. Além disso, a capacidade de geração pode depender da operação das usinas hidrelétricas a montante, uma vez que os reservatórios de água são interligados ao longo de um rio ou bacia hidrográfica. Devido a estas características, o operador do sistema necessita considerar alguma forma de coordenação espacial e temporal na operação de usinas hidrelétricas. No ambiente de mercados de eletricidade, os antigos procedimentos centralizados de programação da geração de curto prazo foram substituídos por procedimentos de leilão. Diferentemente das formulações adotadas no ambiente regulado, os modelos de curto e médio prazos adotados no ambiente de mercados de eletricidade não resultam da decomposição de um problema maior. Por esta razão, em mercados de energia do dia seguinte, a consideração de técnicas de coordenação hidrotérmica nos modelos de leilão não é uma prática comum. Assim, o objetivo deste trabalho é propor um modelo de leilão de energia com coordenação hidrotérmica para mercados *pool* de energia, em que os horizontes de planejamento de curto e médio prazos são levados em conta em um único modelo, via programação estocástica em dois estágios. Para a validação do modelo proposto, testes computacionais utilizando o pacote computacional CPLEX, em interface com a plataforma GAMS, são realizados com a cascata da bacia do Paranapanema acoplada ao sistema 24 barras IEEE RTS-1996. Os resultados obtidos mostram a necessidade de consideração de alguma forma de coordenação hidrotérmica com as decisões futuras. A desconsideração da coordenação hidrotérmica nos modelos de leilão adotados nos mercados do dia seguinte pode levar a decisões que necessitem

de ajustes futuros. Os resultados mostram ainda que embora a formulação estocástica aumente consideravelmente a dimensão do problema, sua solução é obtido com um tempo computacional satisfatório.

Palavras-chave: coordenação, curto prazo, médio prazo, mercados de energia, programação estocástica, sistemas hidrotérmicos.

Abstract

Hydrothermal power systems are found worldwide. Unlike thermal energy resources, the generation capacity of a hydro plant depends on the amount of stored water in the reservoir and on the random natural water inflows. Also, since the reservoirs are often interconnected along a river basin, the generation capacity can considerably depend on the operation of the upstream hydro plants as well. Because of these distinctive features, the system operator of a hydrothermal power system needs to consider temporal and spatial coordinations of the hydro plant operation. In the electricity markets, the old centrally dispatched short-term scheduling procedures were replaced by auction procedures. Unlike the formulations adopted in the regulated environment, the short- and medium-term models adopted in the electricity market environment do not result from the decomposition of a larger optimization problem. For this reason, the auction models for day-ahead energy markets proposed in the literature generally do not represent hydrothermal coordination. Thus, the goal of this work is to propose a electricity auction model with hydrothermal coordination for energy markets, where short- and medium-term planning horizons are taken into account in a single model by means of a two stage stochastic programming problem. For the validation of the proposed model, computational tests that use the CPLEX computational package, in the interface with the GAMS platform, are performed with the Paranapanema basin coupled to the IEEE RTS-1996 24 bus system. The results presented show the need to consider some form of hydrothermal coordination with future decisions. A disregard of hydrothermal coordination in the auction models adopted in the following day's markets can lead to decisions that need future adjustments. The results also show that although the stochastic application considerably reduces the dimension of the problem, its solution is applied with a satisfactory computational time.

Key-words: coordination, short-term, medium-term, energy markets, stochastic programming, hydrothermal systems.

Sumário

1	Introdução	1
2	Mercados de eletricidade	5
2.1	Introdução	5
2.2	Organização do mercado	6
2.3	Agentes	7
2.3.1	Operador de Mercado - OM	7
2.3.2	Operador Independente do Sistema - OIS	7
2.3.3	Consumidores	8
2.3.4	Comercializadores	8
2.3.5	Produtores	9
2.3.6	Produtores não despacháveis	9
2.3.7	Companhias transmissoras	9
2.4	<i>Pool</i>	10
2.5	Mercado de futuros	11
2.6	Mercados de reserva e regulação	12
2.7	O sistema elétrico brasileiro	13
2.7.1	Os Principais Agentes de Mercado	15
2.7.1.1	O Operador Nacional do Sistema (ONS)	15
2.7.1.2	A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	15
2.7.1.3	Consumidores	15
2.7.1.4	Empresas Comercializadoras	16
2.7.1.5	Empresas Distribuidoras	16

2.7.1.6	Companhias Transmissoras	16
2.7.2	Deficiências Econômicas do Modelo Atual de Comercialização de Energia no Brasil	17
3	Sistemas hidrotérmicos de geração	19
3.1	O sistema de geração	19
3.2	Geração hidrelétrica	19
3.2.1	Reservatórios	21
3.2.2	Afluências	22
3.2.3	Defluência, engolimento e vertimento	23
3.2.4	Cota de montante do reservatório e cota do canal de fuga	23
3.2.5	Altura de queda	23
3.2.6	Potência máxima e engolimento máximo	24
3.2.7	Função de produção hidráulica	24
3.3	Geração termelétrica	25
4	Programação estocástica	27
4.1	Introdução	27
4.2	Variáveis aleatórias	29
4.3	Processo estocástico	30
4.4	Cenários	30
4.5	Problemas de programação estocástica	32
4.5.1	Problemas dois-estágios	32
5	Modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois es- tágios	41
5.1	Primeiro estágio - programação de geração de curto prazo	42
5.1.1	Nomenclatura	42
5.1.2	Função objetivo	46
5.1.3	Limites associados à demanda	47
5.1.4	As restrições de rede	47
5.1.5	As restrições associadas às unidades termelétricas	50
5.1.5.1	Os limites de geração	50
5.1.5.2	A máxima potência disponível e os limites de rampa	51

5.1.5.3	O mínimo tempo de operação	51
5.1.5.4	O mínimo tempo de desligamento	52
5.1.5.5	As restrições lógicas	52
5.1.6	As restrições associadas às usinas hidrelétricas	53
5.1.6.1	Limites associados à potência de saída de usinas hidrelétricas	53
5.1.6.2	Balanço de massa de água	54
5.1.6.3	Função de produção hidráulica linear	54
5.1.6.4	Restrições relacionadas à defluência	54
5.1.6.5	Limites operativos nos volumes e vazões	55
5.1.7	Linearizações relacionadas à produção de energia hidrelétrica	55
5.1.7.1	Cota de montante	55
5.1.7.2	Cota de jusante	56
5.1.7.3	Altura de queda líquida	56
5.1.7.4	Potência e engolimento máximo disponíveis	56
5.1.7.5	Função de produção hidráulica	57
5.2	Segundo estágio - planejamento da geração de médio prazo	59
5.2.1	Nomenclatura	59
5.2.2	Função objetivo	60
5.2.3	Restrições físicas e operacionais	61
5.3	Modelo de leilão com coordenação hidrotérmica estocástica em dois estágios	62
6	Resultados numéricos computacionais	67
6.1	Caso base	68
6.2	Análise da qualidade da técnica proposta para a linearização da função de produção hidráulica	70
6.3	Análise do impacto dos congestionamentos na transmissão	73
6.4	Análise do impacto das ofertas das usinas hidrelétricas no modelo de leilão estocástico proposto	75
6.5	Comparações	77
6.5.1	Demanda fixa	77
6.5.2	Demanda elástica	81
7	Conclusões	85

Bibliografia	87
A Dados do sistema de 24 barras	93
A.1 Demanda	93
A.2 Geração	93
A.3 Transmissão	94
B Descrição dos modelos de coordenação primal, dual e primal-dual	105
B.1 Coordenação primal	105
B.2 Coordenação dual	105
B.3 Coordenação primal dual	106

Lista de Figuras

3.1	Esquema de uma usina hidrelétrica	20
3.2	Classificação do volume total de um reservatório	21
3.3	Cascata de usinas da bacia do Paranapanema.	22
3.4	Curva de potência máxima	25
3.5	Curva de engolimento máximo	26
4.1	Árvore de cenários para um problema dois-estágios.	33
4.2	Formulação nó variável	37
4.3	Árvore de cenários para a formulação cenário variável	38
5.1	Aproximação linear por partes da função de perdas	48
6.1	Geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e preço para cada hora do dia seguinte - caso base.	69
6.2	Volume armazenado, vazão turbinada e vazão vertida pra cada hora do dia seguinte - caso base.	70
6.3	Preços médio, mínimo e máximo para cada hora do horizonte de planeja- mento de curto prazo.	75
6.4	Geração hidrelétrica, vazões turbinada e vertida para a usina de Jurumirim nos dois casos estudados.	76
6.5	Geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e preço médio horário do sis- tema - caso de estudo 4	76
6.6	Geração hidrelétrica, termelétrica e preço médio pra cada hora do dia para o caso com a demanda inelástica.	81

6.7	Volume armazenado no reservatório acoplado ao longo do dia para o caso em que a demanda é considerada inelástica.	81
6.8	Comparação das soluções obtidas pelas estratégias de coordenação I, IV e V considerando a demanda elástica.	82
6.9	Volume total armazenado no sistema durante o horizonte de curto prazo para o caso em que a demanda é considerada elástica.	83

Lista de Tabelas

4.1	Solução formulação nó variável	38
6.1	Características da formulação - Caso base.	70
6.2	Características das formulações - Estudo de caso 2.	71
6.3	Modelo de leilão do dia seguinte com representação linear da função de produção <i>versus</i> formulação utilizando o envelope de McCormick.	72
6.4	Comparação dos erros médios percentuais calculados a partir das soluções obtidas pelo simulador hidráulico e das obtidas por cada técnica de linearização da função de produção hidráulica	72
6.5	Preço médio horário (\$/MWh)	74
6.6	Gerações hidrelétrica e termelétrica totais e volumes finais calculados por todos os modelos de coordenação investigados.	78
6.7	Função de bem comum e custo esperado futuro - demanda inelástica.	79
6.8	Informações computacionais para o caso com demanda inelástica.	80
6.9	Geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e volume armazenado para todos os modelos de coordenação considerando a demanda elástica.	82
A.1	Mapeamento das demandas nas barras do sistema.	93
A.2	Preço submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t - Bloco 1 [\$/MWh].	95
A.3	Preço submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t - Bloco 2 [\$/MWh].	96
A.4	Preço submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t - Bloco 3 [\$/MWh].	97

A.5	Tamanho do Bloco 1 de potência submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t [MW].	98
A.6	Tamanho do Bloco 2 de potência submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t [MW].	99
A.7	Tamanho do Bloco 3 de potência submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t [MW].	100
A.8	Demanda a ser atendida em cada mês do horizonte de médio prazo.	101
A.9	Mapeamento das usinas hidrelétricas e termelétricas nas barras do sistema.	101
A.10	Tamanho de cada bloco m de potência ofertado por cada gerador j em todos os períodos t [MW].	101
A.11	Preço de cada bloco m de potência ofertado por cada gerador j em todos os períodos t [\$/MWh].	102
A.12	Dados das unidades de geração termelétricas.	102
A.13	Dados da função quadrática do custo de produção das unidades de geração termelétricas.	103
A.14	Dados das unidades de geração hidrelétricas - Parte 1.	103
A.15	Dados das unidades de geração hidrelétricas - Parte 2.	103
A.16	Informações primais e duais do modelo de programação de médio prazo.	104

Introdução

Sistemas hidrotérmicos de geração de energia podem ser encontrados em todo o mundo, como por exemplo, no Brasil, China, Canadá e EUA. Diferentemente das fontes térmicas de geração de energia elétrica (carvão, petróleo e gás), a capacidade de geração das usinas hidrelétricas depende do volume de água armazenado em seus reservatórios e da vazão afluente natural. Além disso, a capacidade de geração de uma usina hidrelétrica pode depender da operação das usinas a montante, uma vez que os reservatórios são interconectados ao longo de um rio ou bacia hidrográfica. Devido a estas características, o operador do sistema precisa considerar alguma forma de coordenação espacial e temporal na operação de usinas hidrelétricas [Soares Filho, 1987].

Por um lado, o operador do sistema é o responsável por assegurar capacidade suficiente para atender as necessidades de geração futura. Por outro lado, o operador do sistema necessita balancear cuidadosamente o volume de água armazenado e a geração de energia entre as usinas hidrelétricas interconectadas para respeitar as restrições operacionais correspondentes. Contudo, devido à natureza aleatória da vazão afluente, é um desafio para o operador do sistema realizar essas duas tarefas de maneira precisa. Por exemplo, sem prever corretamente uma baixa afluência em um determinado mês, o operador do sistema pode utilizar a água armazenada nos reservatórios agora e, conseqüentemente, recorrer à geração térmica mais cara no futuro. Como resultado, flutuações no fluxo de água podem desencadear na escassez de geração e aumento nos preços da eletricidade em um sistema de energia hidrotérmico. Portanto, a coordenação dos recursos hídricos entre o planejamento de curto e médio prazo é essencial em sistemas hidrotérmicos, a fim de garantir sua segurança e confiabilidade.

No ambiente regulado, antes da implantação dos mercados de energia, a programação da geração de curto prazo era geralmente obtida por meio de um procedimento centralizado executado pelo operador do sistema. O principal objetivo dos modelos utilizados para calcular o despacho centralizado consiste em minimizar os custos totais associados ao sistema de geração, sujeito ao atendimento de uma demanda inelástica e às restrições operacionais associadas ao sistema. Para isto, modelos de *unit commitment* [Li et al., 1997; Padhy, 2004] eram geralmente utilizados para sistemas termelétricos, enquanto que para sistemas predominantemente hidrelétricos, modelos de programação hidrotérmicos de curto prazo [Oliveira et al., 2005] ou modelos de pré-despacho [Soares & Salmazo, 1997] eram geralmente utilizados. Neste contexto, a coordenação da geração de curto e médio prazos era realizada por meio de uma cadeia de modelos associados com a programação da geração de curto, médio e longo prazos [Pereira & Pinto, 1982; Renaud, 1993].

Na abordagem de mercados de eletricidade, que é o foco deste trabalho, os procedimentos de programação da geração de curto prazo são reorientados a fim de promover a competição. Os antigos procedimentos de programação da geração para o despacho centralizado foram substituídos por procedimentos de leilão [Arroyo & Conejo, 2002b; Motto et al., 2002b], em que geração e demanda competem nos mercados de energia a fim de comprar ou vender energia, respectivamente. Em um procedimento de leilão, blocos de ofertas e lances, oferecidos respectivamente pelas companhias geradoras e consumidores, são submetidos ao operador de mercado, o qual determina os blocos aceitos de ofertas e lances, por meio de um procedimento de equilíbrio de mercado, que é formulado como um modelo de leilão. Diferentemente das formulações adotadas no ambiente regulado, os modelos de curto e médio prazos adotados no ambiente de mercados de eletricidade não resultam da decomposição de um problema maior [Reneses et al., 2006]. Por esta razão, em mercados de energia do dia seguinte, a consideração de técnicas de coordenação hidrotérmica nos modelos de leilão não é uma prática comum.

De acordo com Conejo et al. [2010], o operador de mercado é o responsável pela gestão econômica do mercado de eletricidade como um todo, enquanto que o operador independente do sistema é o responsável pela gestão técnica do sistema de energia elétrica pertencente ao mercado. Em alguns mercados, as funções executadas pelo operador de mercado e pelo operador independente do sistema são realizadas por uma única entidade. O operador independente do sistema e o operador de mercado devem estabelecer regras

sólidas nos mercados de eletricidade, a fim de operá-los de forma eficiente, garantindo a segurança e confiabilidade do sistema de energia.

Em sistemas hidro-dominados, o conceito de segurança e confiabilidade está fortemente relacionado à disponibilidade de recursos hídricos. Embora cada empresa de geração independente esteja preocupada com a coordenação de seus próprios recursos hídricos, não é razoável deixar a responsabilidade de coordenar os recursos hídricos de todo o sistema para essas empresas. Uma vez que a coordenação afeta diretamente a segurança e a confiabilidade de sistemas com predominância hidráulica, a tarefa de coordenar os recursos hídricos do sistema deve ser realizada pelo operador independente do sistema.

Os modelos de leilão propostos na literatura, em geral, não consideram nenhuma forma de coordenação com as decisões de médio prazo. Uma vez que a coordenação entre o curto e médio prazos é geralmente negligenciada, o operador independente do sistema necessita aplicar procedimentos de ajustes posteriores no despacho obtido, a fim de garantir a segurança e confiabilidade do sistema e evitar a escassez de recursos hídricos. No entanto, essas alterações posteriores podem levar a pontos de operação sub-ótimos em termos da função objetivo de bem comum, bem como para subsídios cruzados, como mostrado em Conejo et al. [2003].

Em Bregadioli et al. [2016] os autores propõem uma abordagem de coordenação hidrotérmica primal-dual, que consiste basicamente em resolver o problema de planejamento da geração de médio prazo e inserir no modelo de leilão as informações primais e duais obtidas do problema de planejamento. Os resultados apresentados mostram que a consideração de alguma forma de coordenação hidrotérmica faz-se uma prática necessária e evitaria futuras correções nas decisões obtidas pelo modelo de leilão.

Neste trabalho, um modelo de leilão com coordenação hidrotérmica para mercados *pool* de energia é proposto, em que os horizontes de planejamento de curto e médio prazos são levados em conta em um único modelo, via programação estocástica [Birge & Louveaux, 1997] em dois estágios. A programação estocástica é uma das metodologias mais utilizadas para lidar com problemas de otimização sob incertezas [Birge & Louveaux, 1997; Wallace & Fleten, 2003; Conejo et al., 2010].

O modelo de leilão multiperíodo com coordenação hidrotérmica para mercados *pool* de energia via programação estocástica, proposto neste trabalho, consiste em formular um problema estocástico em dois estágios, em que o processo estocástico é representado por

um conjunto de cenários para as afluências naturais futuras. No primeiro estágio, adota-se um modelo de leilão de energia multiperíodo com representação linear da transmissão, no qual a tomada de decisão determina o despacho de geração e consumo para cada hora do dia seguinte. Já no segundo estágio, para cada ocorrência individual de um cenário, um modelo de planejamento da geração de médio prazo determina as participações das gerações de origem hidráulica e térmica.

O trabalho encontra-se dividido como segue. Um breve histórico do processo de implantação dos mercados de energia e seus principais agentes e modelos econômicos são apresentados no Capítulo 2, bem como é apresentada a estrutura básica do mercado de eletricidade brasileiro. No Capítulo 3, descreve-se os principais conceitos relacionados ao processo de geração de usinas hidrelétricas que são utilizados neste trabalho. O Capítulo 4 fornece uma visão geral sobre a teoria de otimização estocástica e apresenta a formulação matemática do problema de programação estocástica em dois estágios. O Capítulo 5 apresenta a formulação matemática do modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois estágios para mercados *pool* de energia de sistemas hidrotérmicos proposto neste trabalho. Testes numéricos computacionais são realizados para o modelo proposto, com base na Bacia do Paranapanema acoplada ao sistema 24 barras IEEE RTS-1996. Tais resultados são apresentados no Capítulo 6. Por fim, as conclusões obtidas neste trabalho são apresentadas no Capítulo 7. O Apêndice A fornece os dados associados aos consumidores, geradores e às linhas de transmissão utilizados nos testes com a cascata de usinas localizadas na bacia do Paranapanema acoplada ao sistema de 24 barras. O Apêndice B resume as estratégias de coordenação primal, dual e primal-dual utilizadas na seção de análise dos resultados do Capítulo 6.

Mercados de eletricidade

Neste capítulo apresenta-se na Seção 2.1 uma breve introdução sobre a implantação do mercados de eletricidade no Brasil e no mundo. A organização dos mercados de energia e seus principais agentes são apresentados na Seções 2.2 e 2.3, respectivamente. Os mercados *pool*, de futuros, reserva e regulação são apresentados na Seções 2.4, 2.5 e 2.6, respectivamente. Por fim, uma breve descrição da organização do mercado de eletricidade brasileiro e seu principais agentes são descritos na Seção 2.7.

2.1 Introdução

Nas últimas décadas, em muitos países em todo o mundo, o setor de energia elétrica evoluiu de uma organização centralizada para uma estrutura competitiva. Esta nova estrutura competitiva busca promover um aumento na eficiência operacional dos sistemas de potência, garantindo assim uma qualidade aceitável no fornecimento de eletricidade, a um custo mínimo aos usuários finais. Tais estruturas visam também proporcionar melhores incentivos a formação de capital e melhores incentivos para os consumidores não consumirem quando os custos excederem seus benefícios.

Este processo de reestruturação permitiu a liberalização do setor elétrico e o surgimento dos mercados de eletricidade em todo o mundo. O processo pioneiro de liberalização ocorreu no Chile em 1982. No início da década de 1990, o *pool* de eletricidade criado na Inglaterra e no País de Gales foi a primeira experiência desse tipo na Europa. Nos EUA, em 1998, o Operador do Sistema Independente da Califórnia estabeleceu um mercado de eletricidade baseado em *pool*, que falhou dramaticamente em 2000 devido

a inconsistências na estruturação dos mercados de eletricidade. Os mercados da Costa Leste dos EUA, incluindo PJM, ISO New England e New York ISO, começaram a operar em 1997, 1999 e 1999, respectivamente, e têm operado com sucesso desde então. Os mercados de eletricidade na Nova Zelândia e na Austrália começaram a operar em 1996 e 1998, respectivamente. No Brasil, as reformas para a implantação de um mercado de eletricidade iniciaram-se em meados da década de 1990 com o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB [M.M.E., 2001]. Apesar das reformas, o novo modelo não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia, levando o país a um grande racionamento em 2001. Foi então, a partir de 2004, que novos ajustes ao modelo foram implementados pelo governo, como uma tentativa de instalação de um efetivo mercado de energia.

2.2 Organização do mercado

O comércio de energia entre produtores e consumidores pode ser realizado em duas instâncias: mercado *pool* e mercado de futuros.

O *pool* é um mercado onde a energia é negociada a curto prazo e pode incluir: um mercado do dia seguinte; vários mercados de ajustes e mercados de balanceamento, ou de tempo real.

Os mercados de ajustes e do dia seguinte compreendem o maior volume de transações de energia no horizonte de um dia. Os mercados de ajustes são semelhantes aos mercados do dia seguinte, porém são compensados mais próximos da entrega da energia e podem cobrir um horizonte de negociação mais curto. Já os mercados de balanceamento visam cobrir a energia despachada a curto prazo que não se materializa devido a falhas de equipamento ou a natureza aleatória de algumas fontes, como por exemplo, usinas eólicas ou solares, ou ainda, cobrir desvios de carga e lidar com restrições de transmissão.

A negociação de eletricidade a médio ou longo prazo é realizada no mercado de futuros, por meio de produtos denominados derivativos. Existe ainda a possibilidade de assinar contratos bilaterais entre fornecedores e consumidores. Um contrato bilateral é um acordo livre entre um fornecedor e um consumidor definido fora de um mercado organizado. Contudo, a efetivação de um contrato bilateral está sujeita às restrições físico-operacionais do sistema de potência envolvido.

Outros mercados também são necessários para garantir a operação segura do sistema e a entrega de energia, que são: mercados de regulação e de reserva. O mercado de reserva, compensando uma vez por dia, fornece energia em *stand-by* para cobrir falhas de instalações em operação, grandes flutuações de demanda, e geração de energia incerta de fontes não despacháveis, tais como parques eólicos e instalações de produção de energia solar térmica. O mercado de regulação oferece capacidade de acompanhamento de carga em tempo real para aplicar continuamente o equilíbrio entre produção e consumo.

Em geral, os mercados *pool* e de futuros são operados pelo operador de mercado, enquanto que a operação dos mercados de reserva e de regulação é função do operador independente do sistema.

2.3 Agentes

Os agentes de um mercado de eletricidade incluem: operador de mercado, operador independente do sistema, consumidores, comercializadores, produtores, produtores não despacháveis e companhias transmissoras.

2.3.1 Operador de Mercado - OM

O OM deve ser uma entidade independente, não governamental e sem fins lucrativos, que garante a competitividade do mercado através do gerenciamento de leilões dos mercados de eletricidade. O OM calcula os preços de compensação do mercado e estabelece a programação e o despacho.

2.3.2 Operador Independente do Sistema - OIS

O OIS é o responsável pela coordenação do sistema, a fim de garantir sua confiabilidade. Por isso, o OIS, como o próprio nome diz, deve ser independente dos participantes e estabelecer regras de operação sólidas, transparentes e não discriminatórias. O OIS possui autoridade para programar ou despachar os recursos do sistema e ainda para tomar ações para a manutenção e segurança do sistema, tais como: acionamento de linhas, manutenção da frequência, atendimento da demanda, entre outros.

As informações dos contratos bilaterais, em termos de absorção e injeção de potência nas barras do sistema, bem como as informações sobre o despacho da geração realizado no

mercado organizado pelo OM, devem ser comunicados ao OIS. Responsável pela coordenação técnica do sistema, o OIS analisa a viabilidade técnica destes contratos/despachos, dando atenção especial à ocorrência de congestionamentos nas linhas de transmissão. Na existência de congestionamentos, o OIS é responsável por efetuar os redespachos de geração, necessários para que sejam respeitados os limites técnicos e operacionais do sistema e garantida a confiabilidade e segurança do mesmo.

2.3.3 Consumidores

Os consumidores são os usuários finais de eletricidade. Eles podem comprar energia no *pool* ou no mercado de futuros, ou estabelecer contratos bilaterais com produtores ou ser supridos por um comercializador de energia. O objetivo de um consumidor é minimizar seu custo de aquisição ou maximizar o benefício que obtém do uso da eletricidade adquirida. Os agentes consumidores, quando dispostos a alterar seu consumo, dentro dos limites estabelecidos pelo OIS, também podem participar do mercado de reservas. Um consumidor pode ainda precisar participar do mercado de balanceamento se seu consumo se desviar daquele estabelecido no *pool*.

2.3.4 Comercializadores

Comercializadores são os agentes do mercado que fornecem energia para os consumidores cativos, os quais não participam diretamente dos mercados de eletricidade. Estes agentes geralmente não possuem unidades de geração e compram a energia a ser fornecida para seus clientes no *pool*, no mercado de futuros ou através de contratos bilaterais. O objetivo de um comercializador de energia é maximizar o lucro que obtém por meio da venda de energia aos seus consumidores. Uma vez que estes agentes buscam comprar energia a mais barata possível, para fornecer aos seus clientes com o menor preço possível (caso contrário estes clientes podem buscar outro comercializador), sua margem de lucro é normalmente estreita. Os *market-players* desempenham o mesmo papel dos comercializadores, mas também podem intermediar entre geradores e comercializadores.

2.3.5 Produtores

Os produtores são os agentes proprietários das unidades de produção que são responsáveis pela geração de eletricidade. Um produtor pode vender energia elétrica tanto no mercados de eletricidade (*pool* ou de futuros) quanto diretamente aos consumidores ou comercializadores através de contratos bilaterais. O objetivo de um produtor é maximizar seu lucro obtido da venda de eletricidade nos mercado de energia e da negociação nos mercados de reserva e regulação. Um produtor pode participar tanto do mercado de reserva quanto do de regulação, fornecendo, respectivamente, potência reserva e capacidade de alteração de carga dentro dos limites de potência pré-especificados. Um produtor também pode participar do mercado de balanceamento, se conveniente, para cobrir o excesso/déficit de geração/demanda.

2.3.6 Produtores não despacháveis

Os produtores não despacháveis são agentes com recursos de geração não despacháveis, em função de intermitências em seu processo de geração, como é o caso dos parques eólicos e das usinas termo-solares. Todos os agentes do mercado devem lidar com a natureza incerta e dependente do tempo das fontes não despacháveis. Um produtor não despachável esforça-se para maximizar seu lucro obtido com a venda, no *pool*, da energia que produz de forma intermitente. Um produtor não despachável necessita participar do mercado de balanceamento para cobrir as flutuações em relação a produção determinada pelo *pool*.

2.3.7 Companhias transmissoras

As companhias transmissoras têm a função de transmitir a eletricidade aos centros consumidores. A operação segura e eficiente destas companhias é fundamental para a eficiência do mercado. Estas companhias têm a tarefa de construir, manter e operar o sistema de transmissão de uma determinada região, mantendo a confiabilidade do sistema elétrico. Elas não podem estar integradas a nenhuma outra empresa participante do mercado.

2.4 *Pool*

O *pool* compreende um mercado do dia seguinte e alguns mercados de curto prazo conhecidos como mercados de ajustes. Ele também inclui o mercado de balanceamento que garante o balanço entre produção e demanda.

O funcionamento básico dos mercados do *pool* é semelhante. Produtores submetem ofertas de produção enquanto consumidores e comercializadores enviam lances de consumo para os mercados do dia seguinte, de ajuste e de balanceamento. O operador de mercado, responsável pela compensação destes mercados, determina os preços e as quantidades despachadas de geração e consumo nestes mercados.

A energia compensada no *pool* é negociada em maior volume no mercado do dia seguinte, enquanto os mercados de ajustes são utilizados para realizar ajustes nas quantidades negociadas no mercado do dia seguinte. O mercado de balanceamento permite ajustes de energia de “última hora”.

Os produtores não despacháveis tendem a depender mais dos mercados de ajustes, se comparados aos produtores convencionais. Isto se deve ao fato de que os mecanismos de negociação mais próximos no tempo da entrega de energia permitem uma precisão maior nas previsões reais de produção de energia por fontes com geração intermitentes.

Nos mercados de energia do dia seguinte e de ajustes, produtores submetem blocos de energia e seus correspondentes preços mínimos de venda, para cada hora do horizonte de mercado e para cada unidade de produção. Ao mesmo tempo, comercializadores e consumidores submetem blocos de energia e seus correspondentes preços máximos de compra para cada hora do horizonte de mercado.

O OM recebe as ofertas de venda e as ofertas de compra e salda o mercado (tanto do dia seguinte quanto de ajustes) utilizando um procedimento de compensação de mercado. Um procedimento de compensação de mercado resulta em um preço de equilíbrio de mercado, bem como na programação da produção e do consumo. Se o sistema de transmissão não é considerado no procedimento de compensação do mercado, o preço de equilíbrio é idêntico para todos os agentes do mercado. Por outro lado, se a rede de transmissão é levada em conta, em vez de um único preço de equilíbrio de mercado, um preço marginal local é associado a cada barra do sistema. Tais preços diferem em cada barra devido às perdas e aos congestionamentos nas linhas de transmissão. Se uma linha de transmissão está congestionada, uma geração mais cara é utilizada para ser despachada no lado oposto da

linha congestionada, o que implica em um aumento nos preços de equilíbrio de mercado nas barras localizados nesta região.

O mercado de balanceamento, ou mercado em tempo real, compensado hora a hora (ou várias vezes a cada hora) por meio de um leilão, fornece energia para cobrir o excesso ou déficit de geração, e constitui o último mercado antes da entrega de energia para balancear produção e consumo. Produtores e consumidores submetem ofertas de balanceamento que são aceitas pelo operador de mercado em uma base de preço crescente até que o balanço é garantido, no caso de déficit de energia. Para o caso de excesso de geração, ofertas para reduzir a geração são aceitas em uma base de preços decrescente até que o balanço é alcançado.

Os produtores que participam dos mercados em tempo real proporcionam o equilíbrio entre geração e demanda, enquanto que os produtores não despacháveis e consumidores utilizam este mercado para equilibrar, respectivamente, suas produções e consumo com os valores negociados nos mercados *pool* anteriores. Produtores e consumidores participam deste mercado alterando seus respectivos despachos de produção e consumo, se isso for lucrativo. Os consumidores podem precisar participar dos mercados de ajustes se não puderem controlar seus padrões de consumo e esses padrões desviarem dos despachos anteriores do *pool*. Produtores não despacháveis necessitam participar dos mercados em tempo real devido a natureza incerta de suas fontes de geração, o que torna geralmente impossível cumprir um padrão de geração previamente acordado.

Alguns exemplos de mercados *pool* de eletricidade incluem: O Mercado *Pool* de Eletricidade no Reino Unido; *Nordpool* na Escandinávia; OMEL na Península Ibérica; ISO Nova Inglaterra; e o mercado da PJM, nos EUA.

2.5 Mercado de futuros

Os mercados de futuros compreendem os mercados em que os participantes comprem ou vendem produtos físicos ou financeiros para serem entregues em uma data específica no futuro. Estes produtos são denominados derivativos. A principal característica de um mercado de futuros é que ele permite negociar produtos no futuro a preços atuais. Assim, os mercados de futuros são úteis como ferramentas de *hedging*, se o preço da eletricidade for altamente incerto no *pool* [Conejo et al., 2010].

Em geral, os preços do mercado *pool* são altamente incertos, devido a algumas características, tais como a alta volatilidade, que implica na oscilação dos lucros ou custos alcançados pelos agentes que participam deste mercado. Neste cenário, os mercados de futuro emergem como uma ferramenta para se proteger contra a incerteza de preços no *pool*.

Em síntese, os mercados de futuros fornecem produtos derivativos que abrangem de uma semana a vários anos e permitem que os consumidores, comercializadores e produtores se protejam contra o risco financeiro inerente aos preços no *pool*. *Nordpool* na Escandinávia, EEX na Alemanha e OMIP na Península Ibérica são exemplos de mercados de futuros com derivativos de eletricidade.

Os produtos disponíveis nos mercados de futuros incluem, entre outros, contratos de futuros, a termo e de opções. Um contrato a termo é um contrato de entrega (consumo) de uma quantidade específica de energia em um período de tempo futuro a um preço fixo. Um contrato de opção é um contrato por meio do qual tem-se a opção de entregar uma quantidade específica de energia em um período futuro. A assinatura de um contrato de opção envolve um pagamento, denominado de prêmio, independente de a energia ser ou não entregue (consumida).

Um produtor geralmente utiliza os mercados de futuro para vender parte de sua produção a preços estáveis e consumidores e comercializadores geralmente utilizam estes mercados para comprar energia a preços estáveis.

2.6 Mercados de reserva e regulação

Os mercados de eletricidade são mercados multi-produtos incluindo ao menos quatro produtos: energia, reserva, regulação e energia de balanceamento. A energia é o principal produto, porém a reserva é um importante produto que garante que um estoque suficiente de geração esteja disponível no caso de um equipamento falhar. As reservas garantem ainda que flutuações drásticas da produção a partir de fontes incertas, e mudanças súbitas de demanda possam ser efetivamente compensadas. O mercado de reservas é compensado conjuntamente com o mercado do dia seguinte, ou imediatamente a seguir, pelo operador do sistema independente. A compensação é feita utilizando um procedimento de leilão, cuja complexidade varia de mercado para mercado. Produtores fornecem reserva, mas

consumidores e comercializadores também podem fornecê-la, reduzindo ou aumentando seus consumos, se isso for interessante para eles. O mercado de reserva é fundamental para uma operação segura do sistema a curto prazo.

O mercado de regulação, compensado várias horas antes da entrega da energia, aloca faixas de carga de acordo com as unidades de produção com capacidade de fornecer esse serviço e interesse em fornecê-lo. Faixas de energia são alocadas com base em um leilão seguindo uma regra de aumento de preço até que o poder de regulação seja atingido. Essas faixas serão usadas para aumentos/decréscimos na geração/consumo, os quais são utilizados para equilibrar o balanço geração e consumo em tempo real.

2.7 O sistema elétrico brasileiro

Em meados da década de 1990, a partir de um projeto de reestruturação do setor elétrico, denominado RESEB [M.M.E., 2001], o Ministério de Minas e Energia-MME preparou as mudanças institucionais e operacionais que culminaram em um modelo de mercado para o setor. Este baseou-se no consenso político-econômico do “estado regulador”, o qual deveria direcionar as políticas de desenvolvimento, bem como regular o setor, sem postar-se como executor, em última instância. Assim, muitas empresas foram privatizadas e autarquias de caráter público e independente foram criadas, como é o caso da agência reguladora ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Apesar das reformas, o novo modelo não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia, levando o país a um grande racionamento em 2001. Segundo a ABRADÉE [2019], alguns pesquisadores atribuem o racionamento, entre outros fatores, à falta de planejamento efetivo e também da falta de monitoramento eficaz centralizado. Foi então, a partir de 2004, que novos ajustes ao modelo foram feitos pelo governo, como uma tentativa de instalação de um efetivo mercado de energia, com o intuito de reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema.

Em resumo, podemos dizer que o setor elétrico brasileiro é atualmente caracterizado por: desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição; coexistência de empresas públicas e privadas; planejamento e operação centralizados; regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de regulação pelo preço; regulação da atividade de geração para empreen-

dimentos antigos; concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos; coexistência de consumidores cativos e livres; negociações livres entre geradores, comercializadores e consumidores livres; leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos; preços da energia elétrica separados dos preços do seu transporte; preços distintos para cada área de concessão, em substituição à equalização tarifária de outrora; mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição. [ABRADEE, 2019]

O modelo implantado em 2004 contempla dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada-ACR, no formato de leilão; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) [CCEE, 2019].

A comercialização de energia elétrica no ACR é feita através de leilões de compra/venda de energia elétrica. Os leilões de energia são divididos de acordo com o tipo de empreendimento: novo ou existente. Os chamados leilões de energia existente são aqueles destinados a atender as distribuidoras no ano subsequente ao da contratação, a partir de energia proveniente de empreendimentos já em operação. Já os leilões de energia nova destinam-se à contratação de energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, com entrega física a partir de 3 ou 5 cinco anos após a contratação. A comercialização de energia elétrica com entrega no médio e longo prazo caracteriza um mercado de futuros [Conejo et al., 2010].

No ambiente ACL, consumidores livres, comercializadoras e até outras geradoras compram energia diretamente do gerador por meio de contratos bilaterais. Nos dois ambientes, a energia é vendida por um preço fixo, que sofre reajustes anuais.

Uma vez que a demanda efetiva de energia em determinado período pode superar ou ficar abaixo do que foi contratado pelas distribuidoras nos leilões de energia, há ainda o mercado de liquidação de diferenças de energia ou mercado *pool* da semana seguinte. Neste ambiente, as distribuidoras podem comprar ou vender energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme as suas necessidades. O preço praticado nesse mercado é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), e seu valor é calculado semanalmente pela CCEE.

2.7.1 Os Principais Agentes de Mercado

Os principais agentes do mercado de energia brasileiro são: ONS, CCEE, consumidores, empresas comercializadores, empresas distribuidores, companhias transmissoras.

2.7.1.1 O Operador Nacional do Sistema (ONS)

O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL [ONS, 2019]. O ONS desempenha o papel do OIS no Brasil.

2.7.1.2 A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE desempenha o papel do OM no Brasil e é responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, nos ambientes dos mercados *pool* e bilateral, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado.

2.7.1.3 Consumidores

Os consumidores de energia elétrica brasileiros podem ser classificados em duas categorias: cativos e livres. Os consumidores cativos podem ser residenciais, comerciais ou industriais e compram a energia elétrica utilizada da distribuidora local exclusivamente, mediante tarifa regulada, e não contam com qualquer flexibilidade contratual. Os consumidores livres são os grandes consumidores industriais, que apresentam consumo igual ou superior a 3 MW [ANEEL, 2008]. Este tipo de consumidor pode optar por continuar a ser atendido pela distribuidora local ou comprar a energia elétrica diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes, ou, ainda, obter energia por intermédio de um comercializador. Os consumidores livres negociam livremente as condições comerciais previstas em seus contratos. Mesmo que estes estejam conectados ao sistema elétrico de uma determinada concessionária, podem optar pela compra de energia de outro agente, pagando à concessionária apenas uma tarifa pelo uso do sistema de distribuição [ANEEL, 2008].

2.7.1.4 Empresas Comercializadoras

As empresas comercializadoras compram energia elétrica no mercado bilateral para revenda a outras comercializadoras ou a consumidores livres, no âmbito do mercado livre de energia, ou a distribuidoras, no âmbito do mercado regulado [CCEE, 2019]. Dentre as empresas que atuam como comercializadoras de energia no Brasil, temos: Companhia Paulista de Força e Luz Brasil (CPFL Brasil) [CPFL, 2019a], Comerc [COMERC, 2019], Energisa [ENERGISA, 2019], Trade Energy [ENERGY, 2019], entre outras.

2.7.1.5 Empresas Distribuidoras

As distribuidoras de energia são responsáveis pela conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte. Após a geração, a energia trafega por linhas de transmissão em direção às subestações das distribuidoras, de onde a energia, na maior parte das vezes, já sai com tensão rebaixada, até o consumidor final. Os direitos e as obrigações das distribuidoras de energia são definidos em contratos de concessão celebrados com a União e são fortemente regulados e fiscalizados pela ANEEL [ANEEL, 2008]. A CPFL é uma empresa que além de atuar como comercializadora de energia no Brasil, também atua como distribuidora [CPFL, 2019b]. Outras empresas comercializadoras de energia: AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., Companhia de Eletricidade do Acre, Companhia Sul Paulista de Energia S.A. e a Light Serviços de Eletricidade S.A., entre outras [ONS, 2019a].

2.7.1.6 Companhias Transmissoras

As transmissoras de energia são responsáveis pela implantação e operação das redes que ligam as fontes de geração aos centros de carga das distribuidoras, realizando o transporte de grandes cargas de energia elétrica por longas distâncias. Por meio de leilões públicos realizados pela ANEEL, as empresas transmissoras obtêm concessões válidas por trinta anos [ANEEL, 2008]. A CPFL também atua como transmissora através da unidade CPFL Transmissora Piracicaba. Além da CPFL, também atuam neste setor, entre outras, a Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia, a Brilhante Transmissora de Energia Ltda, a Copel Transmissão S.A., a Light Energia S.A. e a Companhia Transudeste de Transmissão [ONS, 2019b].

2.7.2 Deficiências Econômicas do Modelo Atual de Comercialização de Energia no Brasil

Apesar da implantação do novo modelo de comercialização de energia elétrica em 2004, o Brasil ainda não possui nenhuma estrutura de mercado do dia seguinte. O mercado de eletricidade brasileiro se resume a um mercado *pool* de energia, de médio prazo, e aos mercados associados aos contratos bilaterais. A programação e o despacho da geração são realizados utilizando-se uma composição de ferramentas computacionais, o NEWAVE e o DECOMP.

O programa de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo (DECOMP) foi desenvolvido para a otimização do planejamento da operação a curto prazo de um sistema hidrotérmico sujeito a afliências estocásticas. O objetivo deste planejamento ótimo consiste na determinação das metas de geração de cada usina de forma a atender a carga e minimizar o valor esperado do custo de operação do sistema ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelos gastos com combustível nas usinas térmicas somados a eventuais penalidades, associadas ao não atendimento da carga (custo do déficit e ao vertimento em reservatórios). O horizonte para planejamento é de até um ano discretizado em etapas mensais sendo possível discretizar o mês inicial em estágios semanais.

Neste caso, o balanço geração-demanda é feito pelos operadores do sistema, porém os serviços de balanço geração-demanda são realizados sem a efetiva desagregação destes serviços e de seus custos efetivos [Nepomuceno, 2014]. O Brasil também não possui uma estrutura de mercado de energia do dia seguinte, o qual é objeto de estudo deste trabalho. No Brasil, o mercado de energia é fechado, com o cálculo de preços de energia em base semanal (PLD) e para três patamares de carga (leve, média e pesada), sob o comando da CCEE.

A programação e o despacho de geração são realizados utilizando-se uma composição de ferramentas computacionais, o NEWAVE e o DECOMP [Relatório Técnico, 2001], que de forma geral, buscam a minimização dos custos de geração, e não a maximização do bem estar social. Assim, é importante enfatizar que o mercado de energia no Brasil tem sido planejado e operado com base em conceitos, metodologias e ferramentas computacionais desenvolvidos para o ambiente regulado e não para o ambiente de mercados de energia [Nepomuceno, 2014].

Outra deficiência é o pagamento por disponibilidade às companhias transmissoras. Tal premissa não estimula investimentos na melhoria dos equipamentos do sistema, o que poderia acarretar vantagens como diminuição nas perdas nas linhas e, consequentemente, menores custos associados à transmissão de energia. O Brasil também não possui mercados para contratação de serviços ancilares, com exceção dos leilões de energia de reserva. Serviços como regulação e fornecimento de potência reativa são obtidos de maneira compulsória e, portanto, sem a devida desagregação de custos, produzindo distorções econômicas.

Sistemas hidrotérmicos de geração

3.1 O sistema de geração

Um sistema hidrotérmico de geração pode ser dividido em três partes: geração, transmissão e consumo [Cicogna, 1999]. A geração compreende as unidades responsáveis pela produção de energia elétrica, podendo ser de origem hídrica (aproveitamento da energia das quedas hidráulicas) ou térmica (resultantes da queima de combustíveis como carvão, gás, derivados do petróleo e biomassa). A transmissão corresponde aos meios físicos de transporte (linhas de transmissão e distribuição) que conduzem a energia das fontes geradoras até os mercados consumidores. O consumo engloba as demandas de carga (equipamentos e consumidores) que recebem e utilizam esta energia.

3.2 Geração hidrelétrica

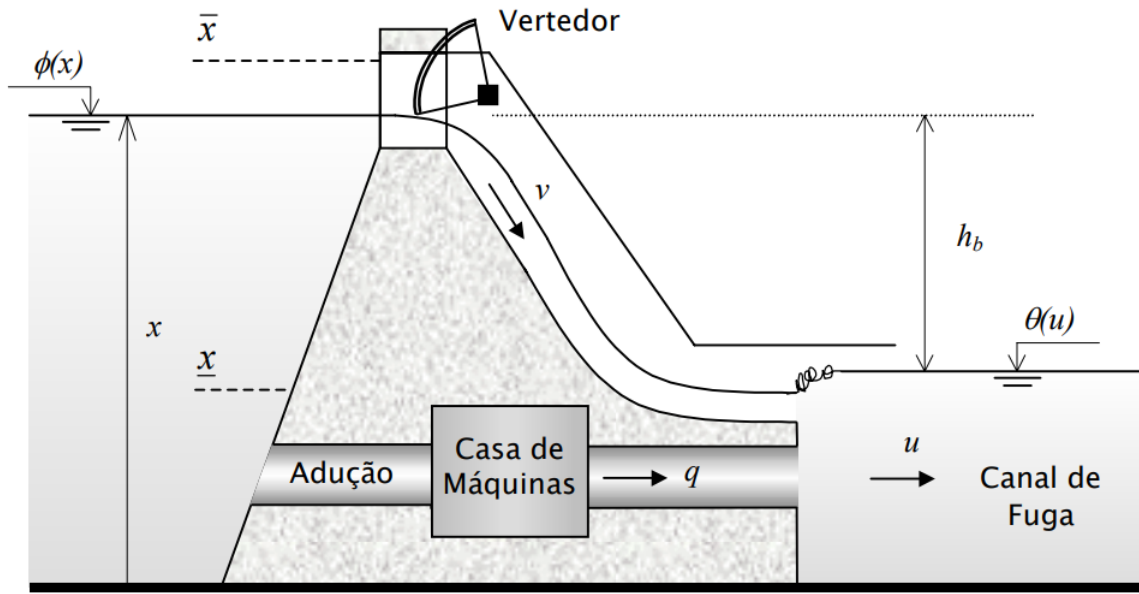
Uma forma de energia renovável é a energia potencial hidráulica, resultante dos aproveitamentos de quedas d'água. Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 [EPE, 2019], o Brasil ocupa a segunda posição no *ranking* dos países com as maiores capacidades instaladas de geração hidrelétrica no mundo. No *ranking* dos maiores produtores de energia hidrelétrica o Brasil ocupa a 3ª posição, com participação de 9,4% em relação ao total mundial produzido, sendo China e Canadá os maiores geradores, com participações de 28,7% e 9,8%, respectivamente.

A energia potencial hidráulica é obtida a partir do armazenamento de água em reservatórios ou lagos, através da construção de uma obra de represamento [Cicogna, 1999]. A

água do reservatório é conduzida sob pressão através de condutos forçados até o conjunto de turbinas da usina chamado casa de máquinas. Na casa de máquinas, a água é utilizada para girar as pás (ou lâminas) das turbinas. A energia cinética e a energia de pressão dinâmica desenvolvida no percurso da água, através da tubulação, são convertidas em energia cinética de rotação. As turbinas estão conectadas a geradores que, postos em movimento contínuo, convertem a energia cinética em energia elétrica. Depois de passar pelas turbinas, a água retorna ao manancial hídrico através de canais ou condutos que recebem o nome de canal de fuga da usina. Outra maneira de se retirar água do reservatório, sem que essa gere energia passando pelas turbinas da usina, é através do vertedouro, o qual permite o controle da cota do reservatório, em situações em que a geração de energia não é suficiente para extravasar o fluxo de água que chega ao reservatório.

A Figura 3.1 apresenta um esquema de uma usina hidrelétrica, em que: x , $\underline{x}$ e $\bar{x}$ representam, respectivamente, os volumes armazenado, mínimo e máximo operativos [hm^3]; q , u e v representam, respectivamente, as vazões turbinada (engolimento), descarregada pelo vertedor (vertimento) e descarregada pela usina (defluência) [m^3/s]; $\phi(x)$ é a cota de montante do reservatório, $\theta(u)$ é a cota de jusante do canal de fuga e $h_b = \phi(x) - \theta(u)$ é a altura de queda bruta [m].

Figura 3.1: Esquema de uma usina hidrelétrica

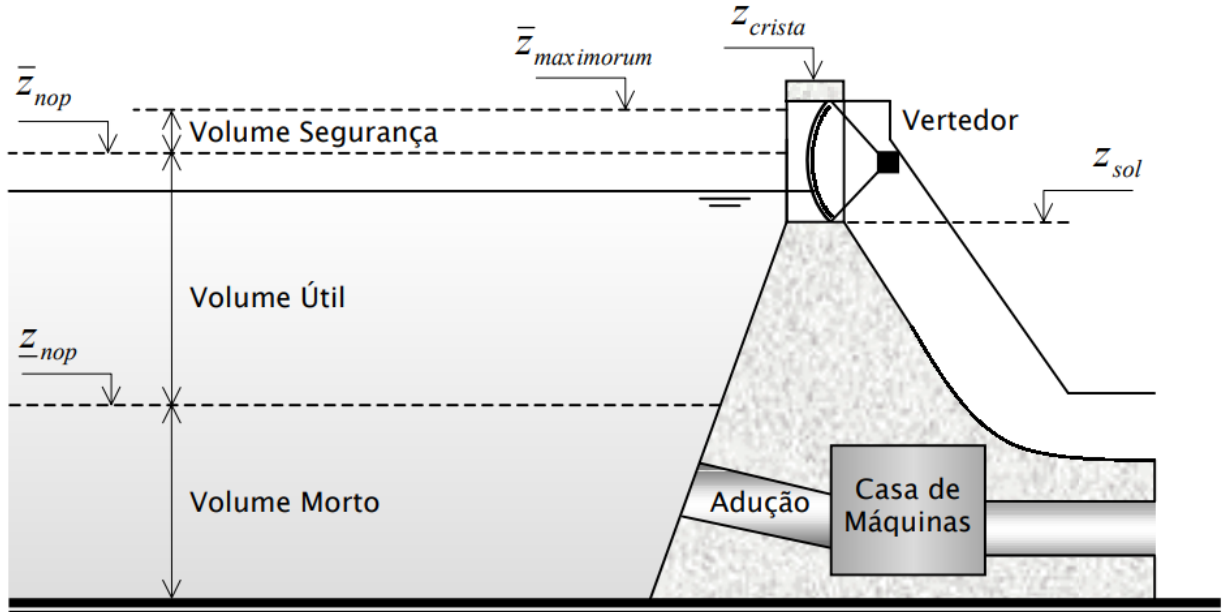


Fonte: [Cicogna, 1999]

3.2.1 Reservatórios

O volume de água armazenado em um reservatório pode ser dividido em: volume morto, útil e de segurança [Cicogna, 1999]. A Figura 3.2 apresenta uma visualização gráfica desta divisão.

Figura 3.2: Classificação do volume total de um reservatório



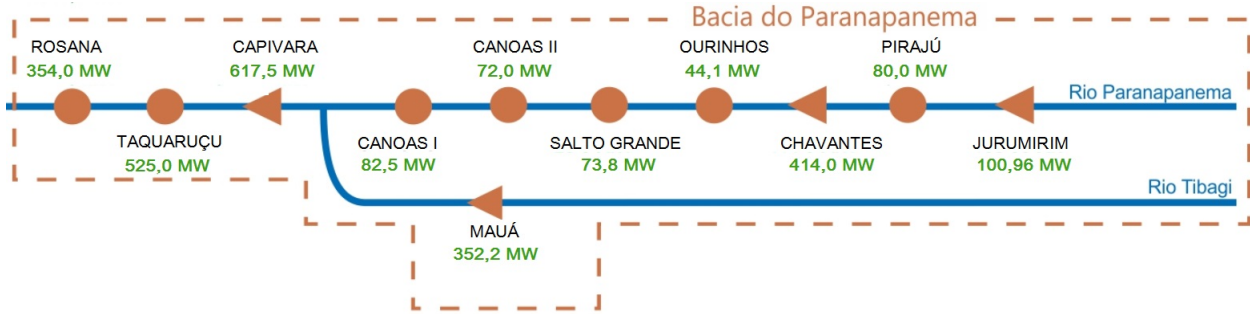
Fonte: [Cicogna, 1999]

O volume morto é o volume de água armazenado abaixo da cota mínima normal operativa z_{nop} , que é definida como a mínima cota do reservatório na qual é possível produzir energia elétrica nas turbinas da usina. Desta forma, o volume morto não pode ser aproveitado para a geração de energia. O volume útil é aquele armazenado entre as cotas máxima $\bar{z}_{nop}$ e mínima z_{nop} normal operativa. O volume de segurança é o volume existente entre as cotas máxima normal operativa e a cota máxima *maximorium* $\bar{z}_{maximorum}$ do aproveitamento. O volume de segurança tem a finalidade de reservar uma faixa de segurança na operação do reservatório para o controle de cheias.

Os reservatórios são classificados como de acumulação (Usinas de Reservatório) ou de compensação (Usinas Fio D'água), conforme sua capacidade de regulação. Os reservatórios de acumulação tem grande capacidade de armazenar energia em forma de água, por isso são responsáveis pela regulação da vazão dos rios. Os reservatórios de compensação têm pequena capacidade de armazenar energia, o que permite apenas a regulação de pequena descargas.

A Figura 3.3 apresenta a cascata de usinas que será utilizada neste trabalho. Esta cascata contém 4 usinas de reservatório (Jurumirim, Chavantes, Mauá e Capivara), as quais são representadas na Figura por meio de formato triangular e 7 usinas fio d'água (Pirajú, Ourinhos, Salto Grande, Canoas II, Canoas I, Taquaruçu e Rosana), as quais são representadas na Figura por meio de um formato circular.

Figura 3.3: Cascata de usinas da bacia do Paranapanema.



3.2.2 Afluências

A vazão afluente é aquela que chega ao reservatório através no manancial hídrico (rios, lagos, etc.) e da área de drenagem da bacia hidrográfica que capta água e descarrega no reservatório. A vazão afluente é classificada em dois tipos: natural e incremental. A vazão afluente natural é a vazão total que passa por uma seção transversal no manancial, considerando-se todas as descargas hidráulicas a montante desta seção, sejam laterais ou do próprio manancial Cicogna [1999]. A vazão afluente incremental (lateral) que passa por uma seção transversal é aquela que adentra ao manancial devido à área de drenagem a montante da seção considerada. Esta vazão é determinada a partir do conhecimento das vazões naturais, uma vez que as medições de vazões em campo só determinam vazões naturais.

A vazão incremental para uma usina pode ser determinada pela seguinte equação:

$$r_j = r_j^n - \sum_{h \in H_j} r_h^n$$

em que: r_j é a vazão incremental da usina j [m^3/s], r_j^n é a vazão natural da usina j [m^3/s] e H_j é o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina j .

3.2.3 Defluência, engolimento e vertimento

A vazão turbinada q pela usina é a vazão retirada do reservatório pelo conduto forçado e que passa pelas turbinas produzindo energia, conforme ilustrado na Figura 3.1. Esta variável é limitada superiormente por um engolimento máximo $\bar{q}$, que é a vazão turbinada que produz a potência máxima do conjunto de turbinas para uma dada altura de queda líquida. O vertimento v é uma vazão que não passa pelas turbinas, deixando de produzir energia. A defluência u é expressa por:

$$u = q + v.$$

3.2.4 Cota de montante do reservatório e cota do canal de fuga

A cota de montante é uma função do volume armazenado no reservatório. Para o sistema brasileiro adota-se polinômios de até quarto grau para representação desta função. A cota do canal de fuga também é representada por polinômios de até o quarto grau, e depende da defluência.

3.2.5 Altura de queda

A partir da cota de montante e da cota do canal de fuga, definem-se os valores de altura de queda bruta e altura de queda líquida, em metros [Cicogna, 1999], conforme a seguir:

$$h_b = \phi(x) - \theta(u),$$

$$h_l = \phi(x) - \theta(u) - pc.$$

A perda de carga pc representa a perda de carga hidráulica, em metros, que a água sofre pelo percurso de adução, desde o reservatório até as turbinas. Estas perdas ocorrem, principalmente, pelo atrito entre a água e o canal de adução.

Nos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro, as perdas de carga podem ser representadas de três maneiras: como uma porcentagem da altura bruta da usina, como um valor constante ou como uma função da turbinagem da usina.

3.2.6 Potência máxima e engolimento máximo

O engolimento máximo está associado à geração da potência máxima de uma unidade geradora e, conseqüentemente, da potência máxima produzida por uma usina[Cicogna, 1999].

A potência máxima de uma unidade geradora é definida como o maior valor de potência ativa que pode ser produzida para uma determinada altura de queda líquida, levando em conta as limitações da turbina e do gerador. O engolimento máximo de uma unidade geradora é definido como a vazão turbinada que, numa dada altura líquida, produz a potência máxima da unidade.

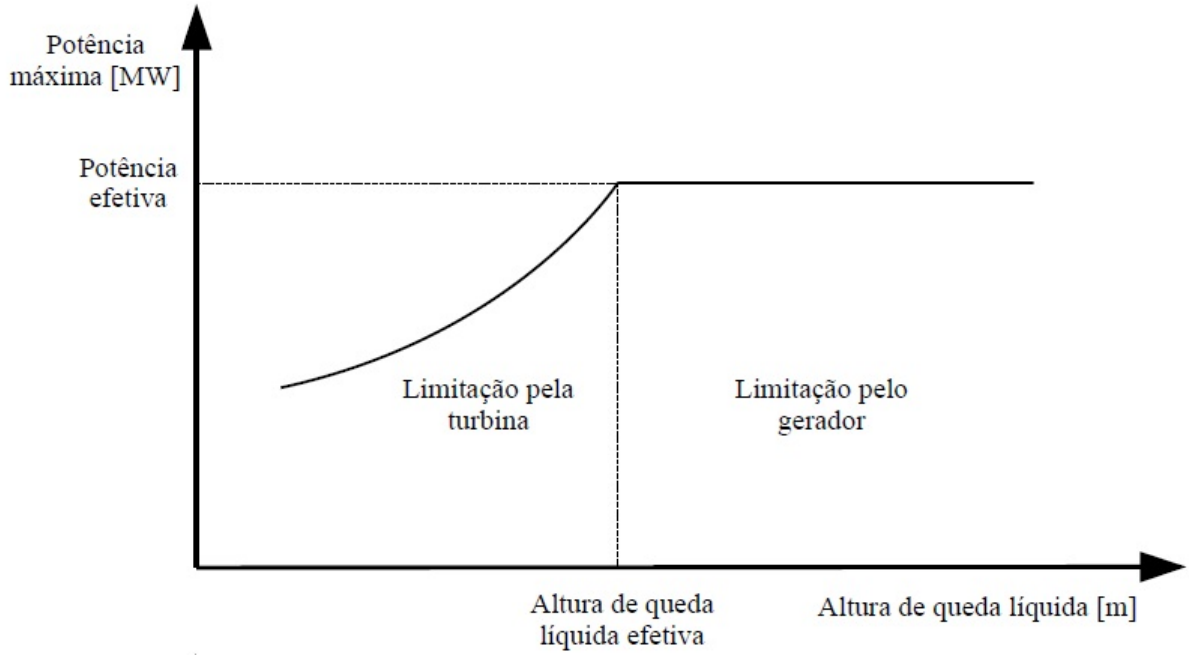
Uma unidade geradora hidrelétrica nem sempre é capaz de fornecer sua potência ativa efetiva. Quando a altura de queda líquida é menor que a altura de queda efetiva, a potência gerada fica limitada a um valor menor que o seu valor efetivo. Este limite é a potência máxima, $\bar{p}_{\text{unit}}$, que a unidade geradora pode fornecer. Analogamente, o engolimento máximo, $\bar{q}_{\text{unit}}$, é igual ao engolimento efetivo somente se a altura de queda líquida corrente for a efetiva. Caso contrário, o engolimento ficará limitado.

A Figuras 3.4 e 3.5 ilustram as curvas de potência e engolimento máximos, respectivamente, típicos para uma unidade de geração hidrelétrica. Nota-se dois comportamentos distintos, definidos pela altura de queda líquida efetiva. Para valores de altura de queda menores que a efetiva, a potência elétrica fica limitada pela turbina, uma vez que a potência mecânica produzida pela turbina é menor que a potência requerida pelo gerador em seu eixo para gerar sua potência efetiva. Por outro lado, quando a altura de queda líquida é maior que a efetiva, a turbina pode transferir potências mecânicas maiores que o gerador pode suportar em seu eixo. Assim, a turbina tem seus distribuidores parcialmente fechados, reduzindo seu engolimento máximo.

3.2.7 Função de produção hidráulica

A função de produção hidráulica, também conhecida como curva de performance ou apenas função de produção, possui grande importância na modelagem matemática de usinas hidrelétricas. Esta função permite a quantificação da geração de energia elétrica com relação aos aspectos hidrológicos. A função de produção é obtida manipulando-se a função que fornece a energia potencial armazenada no reservatório. Comumente, a função de produção hidráulica, de maneira simplificada, é dada por:

Figura 3.4: Curva de potência máxima



Fonte: adaptado de Cicogna [1999].

$$p(h, q) = khq, \quad (3.1)$$

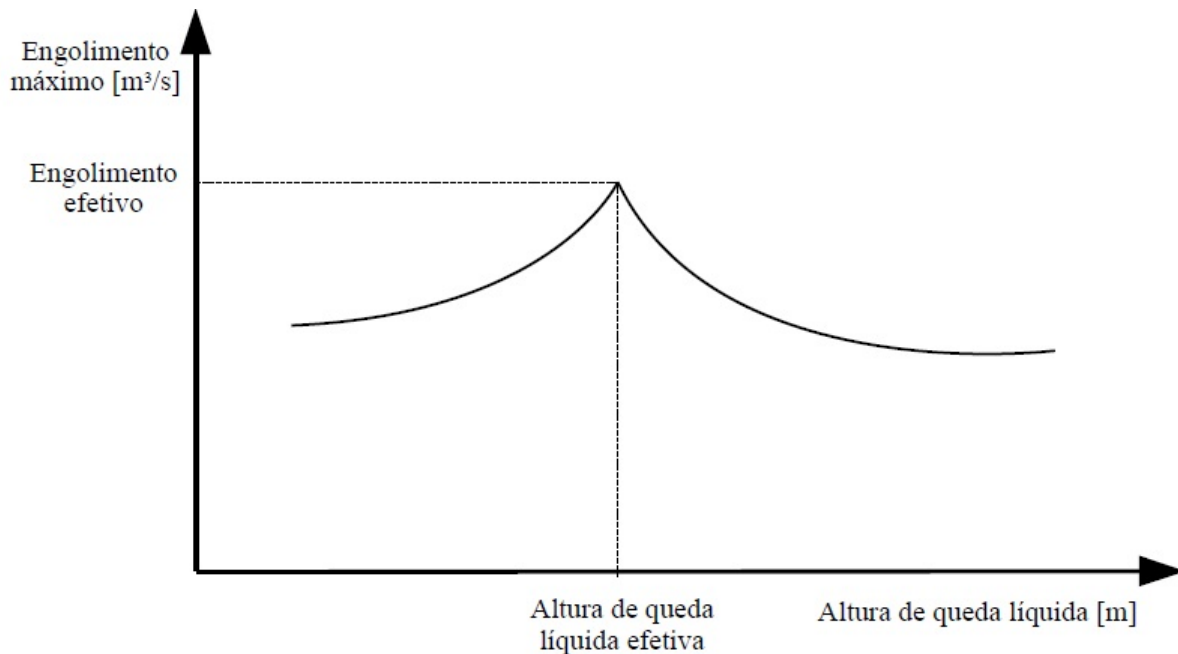
em que k é denominada produtibilidade específica, h é a altura de queda líquida e q é o engolimento da unidade.

3.3 Geração termelétrica

Outra fonte geradora de energia é a termelétrica, na qual a energia elétrica é obtida pela transformação de energia térmica em energia mecânica para a movimentação de uma turbina acoplada a um gerador.

No Brasil, devido a abundância de aproveitamentos de recursos hidráulicos, a energia termelétrica corresponde a uma parcela pequena da produção total. O Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 [EPE, 2019], aponta que as usinas termelétricas representam 26,5% da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil, ocupando em 2015 a 28ª posição no *ranking* dos maiores países em termos de capacidade instalada de geração térmica no mundo. Em termos de capacidade instalada de geração hidrelétrica, o Brasil ocupa a 2ª posição no *ranking*, enquanto que, em termos de capacidade instalada de

Figura 3.5: Curva de engolimento máximo



Fonte: adaptado de Cicogna [1999].

geração elétrica, o Brasil é o 8º maior país.

O modelo de um sistema termelétrico deve considerar as diversas classes de usinas térmicas classificadas conforme os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração mínima e máxima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, restrições de rampa de carga, etc. Arroyo & Conejo [2002a].

O custo total de operação inclui o custo de combustível e os custos de mão-de-obra, estoques de combustível e manutenção. Como os custos de mão-de-obra, estoque e manutenção são independentes da geração de energia, comumente assume-se que estes custos são fixos. Para a geração termelétrica, o custo total é geralmente modelado por meio de uma função não convexa da potência gerada. As não convexidades estão geralmente associadas aos pontos de carregamento de válvula, relacionados a válvulas de pressão utilizadas para aliviar a pressão da caldeira em determinados pontos operativos Gonçalves et al. [2019]. Em geral, a função de custos de combustíveis das unidades termelétricas é aproximada por uma função do segundo grau, desprezando-se os pontos de carregamento de válvula.

Programação estocástica

O modelo proposto neste trabalho para a coordenação hidrotérmica em problemas de leilão do mercado de eletricidade do dia seguinte, utiliza os conceitos da teoria de programação estocástica. Este capítulo tem como objetivo descrever os conceitos básicos sobre a programação estocástica. Na Seção 4.1, faz-se uma breve descrição sobre o problema de tomada de decisão sob incertezas. O tratamento das incertezas é formulado por meio do conceito de variáveis aleatórias, descrito na Seção 4.2, e dos processos estocásticos, descritos na Seção 4.3. A formulação de problemas de programação estocástica é discutida na Seção 4.5. Mais detalhes sobre problemas de programação estocástica podem ser obtidas em Birge & Louveaux [1997] e Conejo et al. [2010].

4.1 Introdução

Problemas de tomada de decisão que envolvem incertezas em seus dados de entrada são comuns no mundo real. Esta ausência de informações precisas é comum em diversas áreas do conhecimento, como por exemplo, na engenharia, economia, finanças, etc. Em mercados de eletricidade, as incertezas estão presentes na maioria dos problemas. Por exemplo, os preços da eletricidade são desconhecidos quando os agentes têm que submeter suas ofertas/lances ao *pool*. Ainda, as comercializadoras não sabem precisamente a demanda de energia necessária para suprir as cargas dos clientes no momento da sua aquisição. Em sistemas hidrotérmicos, a disponibilidade de recursos hídricos também é uma incerteza. Contudo, decisões ótimas precisam ser tomadas mesmo com a falta de informações exatas. Isso é o que motiva o uso de modelos de programação estocástica

para tomadas de decisão sob incertezas.

A maior parte dos problemas de tomada de decisão podem ser adequadamente formulados como problemas de otimização se os dados de entrada são bem definidos e determinísticos. Sua solução ótima (decisão) é obtida resolvendo tal problema, e a decisão é então implementada para alcançar o melhor resultado. Contudo, frequentemente os dados de entrada são incertos, mas descritíveis através de funções de probabilidades. Uma possibilidade de formular o problema de tomada de decisão é substituir os dados de entrada incertos (descritos através de funções de probabilidade) pelos seus valores esperados correspondentes, o que resulta em um problema de otimização determinístico e bem definido. Contudo, resolver tal problema pode levar a uma solução que, uma vez implementada, não resulte na melhor opção de operação para o cenário efetivamente ocorrido.

Alternativamente, a distribuição de probabilidade dos parâmetros de entrada podem ser aproximada por uma coleção plausível de conjuntos de parâmetros de entrada associados a suas respectivas probabilidades de ocorrência. Então, o problema de otimização estocástico pode ser formulado implicitamente ponderando (utilizando as probabilidades de ocorrência como ponderações) as soluções individuais associadas a cada conjunto de dados de entrada para obter uma única solução. Tal solução não é a melhor do ponto de vista de nenhum cenário específico, porém é a melhor solução quando todos os cenários são considerados ao mesmo tempo. Isto é, obtém-se a solução ótima que é adequadamente pré-posicionada com respeito a todos os cenários, mas não é ótima em relação a nenhum deles em particular.

Como resultado de os dados de entrada incertos serem descritos por uma coleção de diferentes conjuntos de dados (cenários), a função objetivo resultante é também incerta e precisa ser caracterizada como uma variável aleatória. Uma vez que a função objetivo não é uma função com valor real determinístico, mas uma variável aleatória, surge o problema de estabelecer um objetivo específico para o problema de tomada de decisão. Uma alternativa é maximizar o valor esperado da função objetivo, ou ainda, maximizar o valor esperado de tal função (esperança matemática) mas limitando-se o risco associado [Conejo et al., 2010].

A desvantagem da utilização de uma abordagem de programação estocástica é o aumento no tamanho do problema a ser resolvido, uma vez que não um, mas vários cenários precisam ser considerados. As incertezas associadas ao problema de programação estocás-

tica são modeladas por meio da utilização de variáveis aleatórias, as quais serão descritas na seção a seguir.

4.2 Variáveis aleatórias

A programação estocástica é utilizada para formular e resolver problemas de otimização com parâmetros incertos. Dentro do contexto de programação estocástica, cada parâmetro incerto é modelado como uma variável aleatória.

Em programação estocástica, as variáveis aleatórias são normalmente representadas por um conjunto finito de realizações ou cenários [Birge & Louveaux, 1997]. Por exemplo, supondo-se o preço como uma variável aleatória λ , este pode ser representado por $\lambda(w)$, $w = 1, \dots, N_\Omega$, em que w é o índice de cenários, N_Ω é o número de cenários considerados e Ω é o conjunto de cenários. Denota-se por λ_Ω o conjunto de possíveis realizações da variável aleatória λ , isto é, $\lambda_\Omega = \{\lambda(1), \lambda(2), \dots, \lambda(N_\Omega)\}$.

Cada realização $\lambda(w)$ é associada a uma probabilidade $\pi(w)$ definida como:

$$\pi(w) = P(w|\lambda = \lambda(w)), \quad \text{em que: } \sum_{w \in \Omega} \pi(w) = 1. \quad (4.1)$$

Considerando um conjunto finito de cenários, a variável aleatória λ pode ser caracterizada por sua função de distribuição de probabilidade cumulativa, conforme (4.2):

$$F_\lambda(\eta) = P(w|\lambda(w) \leq \eta) = \sum_{w \in \Omega | \lambda(w) \leq \eta} \pi(w), \quad \forall \eta \in R. \quad (4.2)$$

Uma variável aleatória λ também pode ser caracterizada por seus momentos estatísticos. Dois momentos estatísticos comumente utilizados são a média (valor esperado dado por $\varepsilon(\lambda)$) e a variância (dada por $v(\lambda)$). A média e a variância da variável aleatória λ , dadas respectivamente por $\bar{\lambda}$ e σ_λ^2 , são calculadas conforme (4.3) e (4.4):

$$\bar{\lambda} = \varepsilon(\lambda) = \sum_{w \in \Omega} \pi(w) \lambda(w) \quad (4.3)$$

$$\sigma_\lambda^2 = v(\lambda) = \sum_{w \in \Omega} \pi(w) (\lambda(w) - \varepsilon(\lambda))^2, \quad (4.4)$$

A média é o valor esperado da variável aleatória, enquanto que a variância mede a

dispersão, cuja raiz quadrada é o desvio-padrão. Esses momentos são particularmente relevantes se a variável aleatória representa receitas ou custos [Conejo et al., 2010].

4.3 Processo estocástico

Uma variável aleatória cujo valor evolui ao longo do tempo é definida como um processo estocástico. O preço *pool* ao longo de uma semana é um exemplo de processo estocástico, bem como a demanda ao longo de um mês [Prékopa, 1995].

Assim, o processo estocástico é constituído por um conjunto de variáveis aleatórias sequencialmente organizadas no tempo. Para cada período de tempo, a variável aleatória correspondente (o preço ao meio-dia, por exemplo) depende das outras variáveis aleatórias (o preço em outras horas do dia). Em outras palavras, o preço ao meio-dia é uma variável aleatória e a coleção de variáveis aleatórias correspondentes aos preços horários dos dias constituem um processo estocástico.

Processos estocásticos que abrangem um determinado horizonte de tempo podem ser representador por cenários. Por exemplo, o processo estocástico λ pode ser representado por $\lambda(w)$, $w = 1, \dots, N_\Omega$, em que w é o índice do cenário e N_Ω é o número de cenários considerados. Note que λ contém o conjunto de variáveis aleatórias dependentes (vetor de variáveis aleatórias) que constituem o processo estocástico. Denota-se por λ_Ω o conjunto de possíveis realizações do processo estocástico λ , isto é, $\lambda_\Omega = \{\lambda(1), \lambda(2), \dots, \lambda(N_\Omega)\}$.

Cada realização $\lambda(w)$ de um conjunto de cenários é associada com uma probabilidade $\pi(w)$ definida como:

$$\pi(w) = P(w|\lambda = \lambda(w)), \quad \text{em que: } \sum_{w \in \Omega} \pi(w) = 1. \quad (4.5)$$

A caracterização dos cenários envolvidos em processos estocásticos é descrita na Seção 4.4.

4.4 Cenários

De um ponto de vista computacional, uma maneira conveniente de caracterizar um processo estocástico é através de cenários. Um cenário é uma realização individual de um processo estocástico.

Para adequadamente descrever um processo estocástico, é fundamental gerar um número suficiente de cenários, de modo que estes cubram a maioria das realizações plausíveis do processo estocástico considerado [Birge & Louveaux, 1997]. Para alcançar uma representação adequada do processo estocástico, geralmente se requer que seja gerado um número grande de cenários, o que pode tornar o problema de programação estocástica associado computacionalmente intratável. Técnicas para a geração de cenários são discutidas em [Birge & Louveaux, 1997; Conejo et al., 2010]. Dentre estas, destacam-se as técnicas médias móveis auto-regressivas (ARMA) e médias móveis auto-regressivas integradas (ARIMA), as quais se baseiam na teoria de séries temporais. Uma das questões importantes a serem modeladas por estas técnicas envolve a correlação espacial e temporal entre as variáveis estocásticas.

Em função do grande número de cenários geralmente obtidos a partir das técnicas de geração de cenários, em geral, é necessário desenvolver procedimentos para reduzir o número de cenários inicialmente gerados. Este procedimento deve reter a maioria das informações relevantes contidas no processo estocástico no conjunto de cenários original, porém reduzindo significativamente sua cardinalidade. Técnicas para redução de cenários são discutidas em [Birge & Louveaux, 1997; Conejo et al., 2010].

Uma outra técnica para a geração de cenários envolve a utilização direta do histórico de cenários que efetivamente ocorreram na prática, quando estes dados estão disponíveis. Esta técnica, denominada de leque de cenários (do inglês, *scenario fans*) é descrita em [Helseth et al., 2010] e comparada às técnicas convencionais de geração de cenários descritas em [Birge & Louveaux, 1997; Conejo et al., 2010] para o problema de planejamento energético. Os autores em [Helseth et al., 2010] argumentam que esta técnica representa de forma mais adequada as correlações espaciais e temporais presentes nos dados do problema de planejamento energético, quando comparada às técnicas convencionais. Neste trabalho, utiliza-se esta técnica de leque de cenários para tratar as incertezas no processo estocástico associado às vazões afluentes aos reservatórios.

Na Seção 4.5 a seguir, descreve-se uma formulação matemática geral para os problemas de programação estocástica.

4.5 Problemas de programação estocástica

No processo de tomada de decisão sob incertezas, o tomador de decisão deve determinar uma solução ótima considerando um horizonte de decisão com informações incompletas. No horizonte de decisão estabelecido, um número de estágios é definido. Cada estágio representa um ponto no tempo em que as decisões são efetivamente tomadas, ou em que as incertezas desaparecem totalmente ou parcialmente. O número de informações disponíveis ao tomador de decisão é normalmente diferente de um estágio para outro. De acordo com o número de estágios considerados, pode-se distinguir entre problemas de programação estocástica dois-estágios ou multi-estágios.

4.5.1 Problemas dois-estágios

Seja um problema de tomada de decisão em que decisões devem ser tomadas em dois-estágios e existe um processo estocástico λ representado por um conjunto de cenários λ_Ω . Assume-se que dois diferentes vetores de variáveis de decisão, quais sejam, $\mathbf{x}$ e $\mathbf{y}$, estão envolvidos neste problema. A decisão $\mathbf{x}$ é tomada antes de se conhecer o valor atual do processo estocástico λ , enquanto que a decisão $\mathbf{y}$ é determinada após a realização de um dos cenários de λ . Consequentemente, a decisão $\mathbf{y}$ depende da decisão $\mathbf{x}$ previamente tomada e da realização $\lambda(w)$ do processo estocástico λ . Assim, pode-se expressar $\mathbf{y}$ como $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w)$. Este processo decisório pode ser resumido da seguinte forma:

1. A decisão $\mathbf{x}$ é tomada.
2. O processo estocástico λ é realizado como $\lambda(w)$.
3. A decisão $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w)$ é tomada.

Neste processo de tomada de decisão, ha dois tipos de decisão classificados em:

A. Decisões do primeiro-estágio ou aqui-e-agora (do inglês, *here-and-now*):

Estas decisões são tomadas antes que se tenha conhecimento dos valores realizados para o processo estocástico. Consequentemente, variáveis representando as decisões aqui-e-agora não dependem de cada realização do processo estocástico.

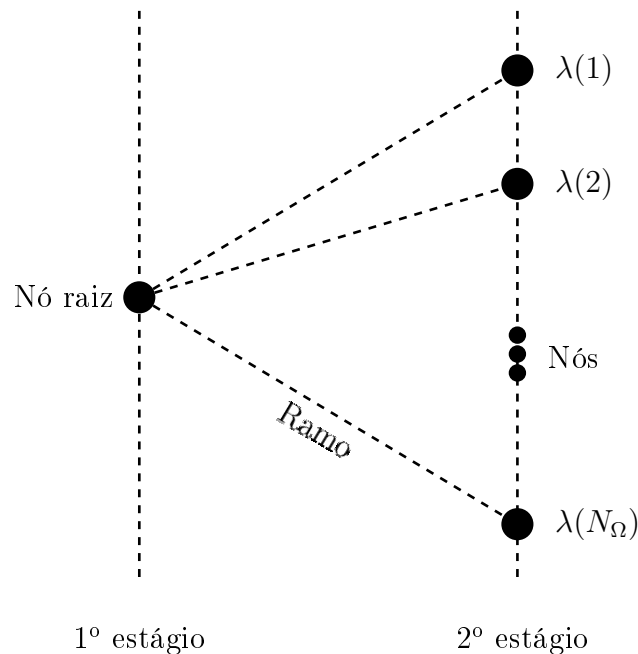
B. Decisões do segundo-estágio ou pare-e-veja (do inglês, *wait-and-see*):

Estas decisões são tomadas depois de conhecida a realização atual do processo estocástico. Consequentemente, estas decisões dependem de cada vetor de realização

do processo estocástico. Se o processo estocástico é representado por um conjunto de cenários, a variável de decisão do segundo-estágio é definida para cada cenário individual considerado.

A estrutura acima é melhor visualizada através de uma árvore de cenários, como mostrado na Figura 4.1. Graficamente, uma árvore de cenários compreende um conjunto de nós e ramos. Os nós representam os estados do problema em um instante particular, isto é, os pontos em que as decisões são tomadas. Cada nó tem um único antecessor e pode ter vários sucessores. O primeiro nó é chamado de nó raiz, e corresponde ao início do horizonte de planejamento. No nó raiz são tomadas as decisões do primeiro-estágio. Os nós conectados ao nó raiz são nós do segundo-estágio e representam os pontos em que as decisões do segundo-estágio são tomadas. Para um problema dois-estágios, os nós do segundo estágio são iguais ao número de cenários e são referidos como folhas. Em uma árvore de cenários, os ramos representam diferentes realizações das variáveis aleatórias.

Figura 4.1: Árvore de cenários para um problema dois-estágios.



Note que, para que todas essas decisões sejam ótimas, elas precisam ser derivadas da solução de um único problema de otimização, de modo que a relação entre as variáveis seja devidamente estabelecida.

A formulação geral de um problema de programação estocástica em dois estágios é dada a seguir:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f(\mathbf{x}) + \varepsilon(Q(w)) \\
 \text{s.a :} \quad & \\
 & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \\
 & \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq 0 \\
 & \mathbf{x} \in X \\
 \text{em que:} \quad & \tag{4.6} \\
 Q(w) = \quad & \{ \min F(\mathbf{x}, \mathbf{y}(w)) \\
 & \text{s.a :} \\
 & \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}(w)) = 0 \\
 & \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}(w)) \leq 0 \\
 & \mathbf{y}(w) \in Y \}, \quad \forall w \in W
 \end{aligned}$$

em que $\mathbf{x} \in R^n$ e $\mathbf{y}(w) \in R^m$ são vetores das variáveis de decisão do primeiro e segundo estágios, respectivamente; $\mathbf{g}(\mathbf{x}) \in R^p$ e $\mathbf{h}(\mathbf{x}) \in R^q$, são os vetores de restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente, do primeiro estágio. De forma análoga, $\mathbf{G}(\mathbf{x}) \in R^r$ e $\mathbf{H}(\mathbf{x}) \in R^s$, são os vetores de restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente, do segundo estágio. Nota-se que as decisões de segundo estágio $\mathbf{y}(w)$ são parametrizadas para cada cenário w .

O subproblema que calcula $Q(w)$, no qual as decisões são tomadas após as incertezas associadas serem “resolvidas”, é denominado de problema de recursão (do inglês, *recourse problem*).

O problema de programação estocástica em dois-estágios (4.6) pode ser equivalentemente expresso como segue [Birge & Louveaux, 1997]:

$$\begin{aligned}
\min \quad & f(\mathbf{x}) + \sum_{w \in \Omega} \pi(w) F(\mathbf{x}, \mathbf{y}(w)) \\
s.a : \quad & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \\
& \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq 0 \\
& \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{y}(w)) = 0 \\
& \mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}(w)) \leq 0 \\
& \mathbf{x} \in X, \mathbf{y}(w) \in Y
\end{aligned} \tag{4.7}$$

O problema (4.7) é denominado de problema equivalente determinístico do problema de programação estocástica (4.6).

É importante notar que o problema de programação estocástica pode ser matematicamente formulado utilizando a formulação nó-variável ou a formulação cenário-variável. A primeira formulação depende das variáveis associadas com os pontos de decisão, enquanto que a segunda formulação depende das variáveis associadas com os cenários. A primeira formulação é comparativamente mais compacta que a segunda e é particularmente adequada para uma abordagem de solução direta. A segunda requer um maior número de variáveis e restrições do que a primeira, mas apresenta uma estrutura explorável que é mais adequada para decomposição [Conejo et al., 2010]. Neste trabalho, adota-se a formulação nó-variável.

A seguir, apresenta-se um exemplo (adaptado de Conejo et al. [2010]) de um problema dois estágios, o qual será formulado utilizando a representação nó variável e a representação cenário variável.

Exemplo 4.1. Um comercializador de energia está enfrentando incertezas tanto na demanda de energia quanto no preço da semana seguinte. Considera-se que tanto a demanda quanto o preço são incertos, mas constantes durante a semana. A tabela a seguir sintetiza os três cenários possíveis para o mercado:

Cenário	Probabilidade	Demanda (MW)	Preço (\$/MWh)
1	0,2	110	50
2	0,5	100	46
3	0,3	80	44

Adicionalmente, este consumidor tem a possibilidade de comprar até 90 MW a \$45/MWh

ao longo da próxima semana, assinando um contrato bilateral antes da próxima semana, isto é, antes de conhecer a demanda real e o preço *pool* que ele terá de enfrentar.

O objetivo da comercializadora é minimizar o custo de contratação da eletricidade para atender a demanda correspondente no horizonte de planejamento considerado, respeitando os limites de contratação.

Neste exemplo, a demanda e o preço *pool* são as variáveis estocásticas envolvidas no problema descrito. O processo estocástico é representado por um conjunto de $N_\Omega = 3$ cenários. Cada um dos três cenários é uma possível realização do processo estocástico λ , ponderados por suas respectivas probabilidades de ocorrência. Uma possível realização do processo estocástico, $\lambda(1)$, com probabilidade de ocorrência $\pi(1) = 0,2$, é que a demanda seja de 110 MW e o preço *pool* igual a \$50/MWh. Outra possível realização do processo estocástico, $\lambda(2)$, com probabilidade de ocorrência $\pi(2) = 0,5$, é que a demanda seja de 100 MW e o preço *pool* igual a \$46/MWh. Por fim, o terceiro cenário possível ocorre com probabilidade $\pi(3) = 0,3$, com demanda e preço *pool* iguais a, respectivamente, 80 MW e \$44/MWh. Note ainda que, independentemente da realização do processo estocástico, a contratação ou não de até 90 MW a \$45/MWh deve ser decidida *a priori*, e esta decisão deve ser tomada antes da realização do processo estocástico.

A seguir, apresentam-se as formulações nó variável e cenário variável para o exemplo, e as respectivas soluções obtidas.

1. Formulação nó variável

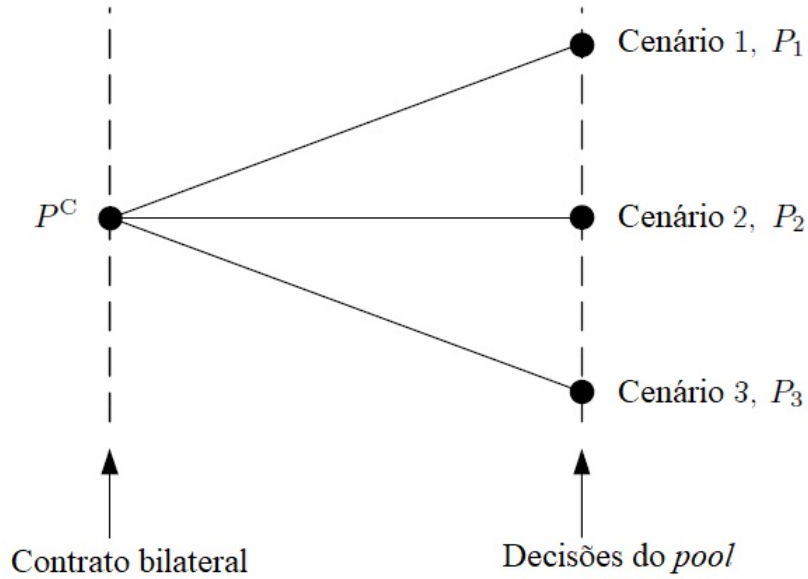
Na formulação nó variável as variáveis estão associadas com os pontos de decisão, ou seja, com as decisões tomadas no primeiro e no segundo estágio. Assim, as variáveis envolvidas nesta formulação são:

P^C : decisão tomada no primeiro estágio, a qual corresponde ao contrato bilateral firmado;

P_w : decisão tomada no segundo estágio (*pool*), a qual depende da realização do processo estocástico, isto é, dada a ocorrência dos cenários 1, 2 e 3, P_1, P_2 e P_3 , são, respectivamente, as decisões tomadas.

A Figura 4.2 apresenta a árvore de cenários para a formulação nó variável. O problema (4.8) apresenta a formulação matemática nó variável:

Figura 4.2: Formulação nó variável



$$\begin{aligned}
 \min. \quad & 168 (45P^C + 0,2 \times 50P_1 + 0,6 \times 46P_2 + 0,2 \times 44P_3) \\
 \text{s.a :} \quad & P^C + P_1 \geq 110 \\
 & P^C + P_2 \geq 100 \\
 & P^C + P_3 \geq 80 \\
 & 0 \leq P^C \leq 90 \\
 & 0 \leq P_1, P_2, P_3
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Observe que a função objetivo apresenta um fator de transformação do custo do MWh médio para MW médio semanal. A solução obtida da resolução do problema (4.8) é apresentada na Tabela 4.1. Note que, independente da realização do processo estocástico, a comercializadora irá adquirir 80 MW de energia através de um contrato bilateral. Já a contratação no mercado *pool* irá depender da realização do processo estocástico. Caso ocorra o cenário 1, tal contratação será de 30 MW. Já a realização do cenário 2 implica em uma contratação de 20 MW, enquanto que a ocorrência do cenário 3 não necessitará de contratação no *pool*, uma vez que o contrato bilateral será suficiente para suprir toda a demanda.

2. Formulação cenário variável

A formulação cenário variável depende das variáveis associadas aos cenários, conforme podemos observar na árvore de cenários representada pela Figura 4.3. Note que, diferen-

Tabela 4.1: Solução formulação nó variável

Cenário	P^C (MW)	P_i (MW)
1	80	30
2	80	20
3	80	0

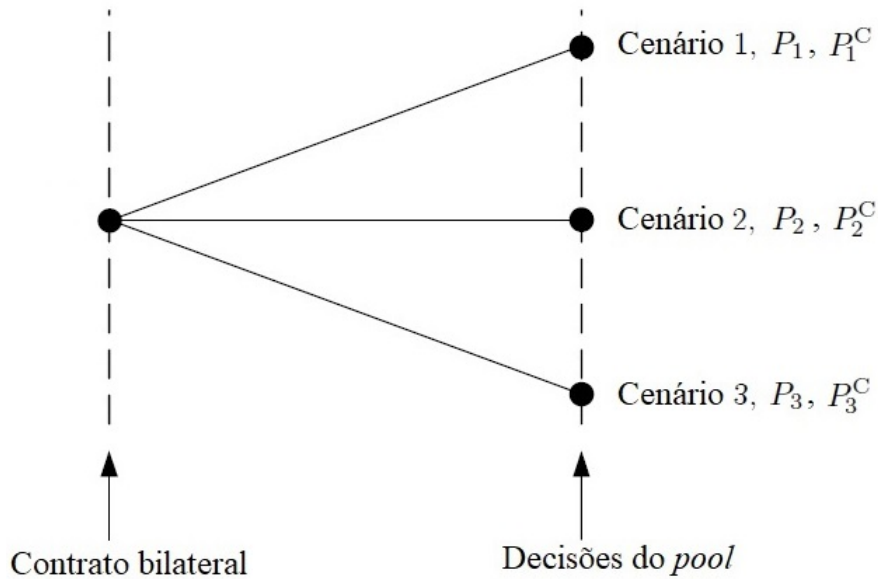
temente da formulação nó variável, a decisão do contrato bilateral também é escrita em função dos cenários, isto é, as variáveis envolvidas são:

P_w : decisão no *pool*, dado a ocorrência $w = 1, 2, 3$ do processo estocástico;

P_w^C : contrato bilateral estabelecido, dado a ocorrência $w = 1, 2, 3$ do processo estocástico.

Contudo, as decisões tomadas no primeiro estágio precisam independender da realização de um dos cenários do processo estocástico. Por esta razão, a formulação cenário variável apresenta, além das restrições associadas aos limites de contratação, restrições denominadas de não-antecipatividade, que garantem que as decisões do primeiro estágio sejam igualmente tomadas, independente da ocorrência de um dos cenários do processo estocástico. Em outras palavras, as restrições de não antecipatividade são dadas por $P_1^C = P_2^C = P_3^C$.

Figura 4.3: Árvore de cenários para a formulação cenário variável



O problema (4.9) apresenta a formulação matemática cenário variável. Como já dito anteriormente, a formulação cenário variável apresenta um maior número de variáveis e

de restrições. Contudo, a solução obtida para esta formulação é idêntica àquela obtida pela formulação nó variável.

$$\begin{aligned}
 & 0,2 \times 168 (45P_1^C + 50P_1) + \\
 \text{min. } & 0,6 \times 168 (45P_2^C + 46P_2) + \\
 & 0,2 \times 168 (45P_3^C + 44P_3) \\
 \text{s.a : } & P_1^C + P_1 \geq 110 \\
 & P_2^C + P_2 \geq 100 \\
 & P_3^C + P_3 \geq 80 \\
 & 0 \leq P_1^C, P_2^C, P_3^C \leq 90 \\
 & 0 \leq P_1, P_2, P_3 \\
 & P_1^C = P_2^C = P_3^C
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois estágios

Neste capítulo é proposto o modelo de de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois estágios para mercados *pool* de eletricidade de sistemas hidrotérmicos.

O modelo de leilão consiste na minimização da função de bem comum, de modo a obter o despacho hidrotérmico de geração para cada hora do dia seguinte, levando em conta as restrições técnicas e operacionais relacionadas a geração hidrotérmica e à transmissão. A coordenação dos recursos hídricos entre os horizontes de curto e médio prazos é aqui considerada por meio da formulação do modelo de leilão como um problema de programação estocástica em dois estágios. Na abordagem proposta, no primeiro estágio são tomadas as decisões de curto prazo relacionadas ao leilão, enquanto que no segundo estágio são tomadas as decisões de médio prazo associadas à operação energéticas das usinas hidrotérmicas. As incertezas associadas às vazões afluentes são modeladas como um processo estocástico e são representadas por um conjunto de cenários. Cada realização do processo estocástico é associada a uma probabilidade de ocorrência.

As decisões do primeiro estágio são comumente obtidas por meio da solução de um modelo de leilão multiperíodo do dia seguinte com representação linear da transmissão, que consiste em, dados os lances de demandas e ofertas no mercado de energia, obter as participações hidrotérmicas para cada hora do dia seguinte. A demanda é considerada elástica, isto é, os consumidores também competem no mercado de energia fornecendo lances. Aspectos físicos e operacionais associados a geração termelétrica, tais como limites de rampa e mínimo tempo ligado e desligado, são considerados conforme Arroyo & Conejo

[2002a]. Alguns aspectos fundamentais associados a geração hidrelétrica também são considerados, tais como: função de produção, balanço hidráulico nos reservatórios, limites mínimos e máximos para a vazão turbinada e para o volume dos reservatórios [Pereira et al., 2017].

A formulação matemática do problema de tomada de decisão do primeiro estágio é apresentada na Seção 5.1. Na Seção 5.2 é apresentado o modelo de tomada de decisão do segundo estágio, o qual é formulado como um problema estocástico, em que as vazões afluentes são representadas por um conjunto de cenários. O objetivo do modelo de planejamento da geração de médio prazo é decidir as participações hidrelétricas e termelétricas ao longo do ano, minimizando os custos totais de operação. Neste modelo, apenas os aspectos físicos e operacionais associados a geração hidrelétrica são considerados.

Desta maneira, o objetivo do modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois estágios para mercados de energia de sistemas hidrotérmicos proposto neste trabalho, é obter o despacho hidrotérmico hora-a-hora para o dia seguinte, ao passo que utiliza cuidadosamente os recursos hídricos, levando em conta o planejamento de geração de médio prazo. A formulação matemática do modelo proposto é apresentada na Seção 5.3.

5.1 Primeiro estágio - programação de geração de curto prazo

Um modelo de leilão multiperíodo para mercados *pool* de eletricidade, que inclui as restrições associadas à transmissão e as restrições intertemporais para geradores termelétricos, bem como as restrições associadas à geração de unidades hidrelétricas é formulado a seguir para todo período t do horizonte de mercado. A nomenclatura utilizada neste modelo é apresentada na Subseção 5.1.1. A função objetivo é descrita na Seção 5.1.2 e as restrições são detalhadas nas Seções de 5.1.3 a 5.1.7. É importante ressaltar que, sempre que possível, as variáveis são representadas por letras minúsculas e as constantes por letras maiúsculas.

5.1.1 Nomenclatura

Conjuntos

Ω_k :	Barras conectadas à barra k ;
H_j :	Usinas hidrelétricas a montante da unidade hidrelétrica j ;
I :	Demandas;
I_k :	Demandas da barra k ;
J :	Geradores;
J^H :	Geradores hidrelétricos;
J^T :	Geradores termelétricos;
J_K :	Geradores localizados na barra k ;
K :	Barras do sistema elétrico;
$M_{i,t}$:	Blocos de potência submetidos pela demanda i , no período t do horizonte de planejamento de curto prazo;
$N_{j,t}$:	Blocos de potência ofertados pelo gerador j , no período t do horizonte de planejamento de curto prazo;
T	Períodos do horizonte de planejamento de curto prazo.

Parâmetros

$\Delta\delta$:	Limite superior dos blocos utilizados na linearização da função perdas de potência ativa [$p.u.$];
η_j :	Constante de produtibilidade da unidade hidrelétrica j [$MW/(m^3/s/m)$];
$\lambda_{m,i,t}^D$:	Preço submetido pela demanda i para comprar o bloco m no período t [$\$/MWh$];
$\lambda_{n,j,t}^G$:	Preço ofertado pelo gerador j para vender o bloco n no período t [$\$/MWh$];
B :	Número de blocos utilizados na linearização da função perdas de potência ativa;
B_{kl} :	Susceptância da linha de transmissão kl [$p.u.$];
C_j^0 :	Custo fixo de geração associado a unidade geradora j [$\$$];
C_j^{SD} :	Custo de parada associado a unidade geradora j [$\$$];
C_j^{SU} :	Custo de partida associado a unidade geradora j [$\$$];
DU_j :	Rampa percentual de defluência da unidade hidrelétrica j ;
DT_j :	Número de períodos que a unidade j deve permanecer desligada após sofrer uma ação de parada;
$F_{kl}^{\max}$:	Limite máximo de fluxo de potência na linha kl [MW];
G_{kl} :	Condutância da linha de transmissão kl [$p.u.$];
H_j^{ef} :	Altura de queda efetiva da unidade hidrelétrica j [m];

H_j^L :	Limitante inferior para a altura de queda líquida utilizado na linearização da função de produção hidráulica j [m];
H_j^U :	Limitante superior para a altura de queda líquida utilizado na linearização da função de produção hidráulica j [m];
H_j^{loss} :	Altura de perda de carga da unidade hidrelétrica j [m];
K_0 :	Fator de conversão de m^3/s para hm^3/h ;
M_j^{big} :	Parâmetro do tipo “M-grande” utilizado na linearização da função de produção hidráulica;
NT :	Número de períodos do horizonte de planejamento de curto prazo;
$P_{j,t}^{G\min}$:	Potência mínima do gerador j , caso ele seja despachado no período t [MW];
$P_{j,t}^{G\max}$:	Potência máxima do gerador j , caso ele seja despachado no período t [MW];
$P_{m,i,t}^{D\max}$:	Tamanho do bloco m de potência que a demanda i está disposta a comprar no período t [MW];
$P_{n,j,t}^{G\max}$:	Tamanho do bloco n de potência que o gerador j está disposto a vender no período t [MW];
P_j^{ef} :	Potência ativa efetiva da unidade hidrelétrica j [MW];
$Q_j^{\min}$:	Capacidade mínima de turbinagem da unidade hidrelétrica j [m^3/s];
$Q_j^{\max}$:	Capacidade máxima de turbinagem da unidade hidrelétrica j [m^3/s];
Q_j^{ef} :	Engolimento efetivo da unidade hidrelétrica j [m^3/s];
$R_{j,t}$:	Vazão afluente incremental no reservatório da unidade hidrelétrica j e no período t do horizonte de planejamento de curto prazo [m^3/s];
RD_j :	Limite de rampa de descida do gerador j [MWh];
RU_j :	Limite de rampa de subida do gerador j [MWh];
S_j^0 :	Número de períodos que o gerador j permaneceu desligado no final do dia anterior ao horizonte de planejamento atual;
SD_j :	Limite de rampa de parada do gerador j [MWh];
SU_j :	Limite de rampa de partida do gerador j [MWh];
T_j^{on} :	Número de períodos que a unidade j deve permanecer ligada no início do horizonte de planejamento de curto prazo;
T_j^{off} :	Número de períodos que a unidade j deve permanecer desligada no início do horizonte de planejamento de curto prazo;

U_j^0 :	Número de períodos que o gerador j permaneceu ligado no final do dia anterior ao horizonte de planejamento atual;
UT_j :	Número de períodos que a unidade j deve permanecer ligada após sofrer uma ação de partida;
$\underline{U}_j$:	Limitante inferior para a defluência utilizado na linearização das funções hidráulicas [hm^3];
$\bar{U}_j$:	Limitante superior para a defluência utilizado na linearização das funções hidráulicas [hm^3];
V_j^0 :	Volume armazenado no reservatório da unidade hidrelétrica j no início do horizonte de planejamento [hm^3];
$V_j^{\min}$:	Capacidade mínima do reservatório da unidade hidrelétrica j [hm^3];
$V_j^{\max}$:	Capacidade máxima do reservatório da unidade hidrelétrica j [hm^3];
$\underline{V}_j$:	Limitante inferior para o volume utilizado na linearização das funções hidráulicas [hm^3];
$\bar{V}_j$:	Limitante superior para o volume utilizado na linearização das funções hidráulicas [hm^3];
X_j^0 :	Estado ligado/desligado da unidade j ao final do dia anterior ao horizonte de planejamento atual;
$\underline{Z}_j^F$:	Limitante inferior para a cota de montante utilizado na linearização das funções hidráulicas [hm^3];
$\bar{Z}_j^F$:	Limitante superior para a cota de montante utilizado na linearização das funções hidráulicas [hm^3];
Z_j^{F0} :	Coefficiente independente da função cota de montante linearizada;
Z_j^{F1} :	Coefficiente linear da função cota de montante linearizada;
Q_j^{T0}, Q_j^{G0} :	Coefficientes independentes das funções do engolimento máximo linearizadas;
Q_j^{T1}, Q_j^{G1} :	Coefficientes lineares das funções do engolimento máximo linearizadas;
P_j^{T0} :	Coefficiente independente da função potência máxima linearizada;
P_j^{T1} :	Coefficiente linear da função potência máxima linearizada;

Variáveis

$\delta_{k,l,t}^+, \delta_{k,l,t}^-$: Variáveis não negativas utilizadas no processo de linearização das perdas da linha kl , em cada período t [rad];

$\delta_{b,k,l,t}$:	Bloco b utilizado no processo de linearização das perdas da linha kl , em cada período t [rad];
$\theta_{k,t}$:	Ângulo de tensão na barra k e período t [rad .];
$\theta_{k,l,t}$:	Diferença angular na linha kl e período t [rad .];
$f_{k,l,t}$:	Fluxo de potência ativa na linha kl e período t [MW];
$h_{j,t}$:	Altura de queda líquida da unidade hidrelétrica j e período t [m];
$p_{i,t}^D$:	Energia consumida pela demanda i no período t [MWh];
$p_{j,t}^G$:	Energia produzida pelo gerador j no período t [MWh];
$\bar{p}_{j,t}^G$:	Máxima potência de saída disponível para a unidade j no período t [MWh];
$p_{m,i,t}^D$:	Energia consumida no bloco m da demanda i e período t [MWh];
$p_{n,j,t}^G$:	Energia gerada no bloco n do gerador j e período t [MWh];
$p_{k,l,t}^{\text{loss}}$:	Perdas de potência ativa na linha de transmissão kl e período t [MW];
$q_{j,t}$:	Vazão turbinada pela unidade hidrelétrica j , no período t [m^3/s];
$\underline{q}_{j,t}$:	Vazão turbinada máxima disponível da unidade hidrelétrica j , no período t [m^3/s];
$s_{j,t}$:	Vazão vertida pela usina hidrelétrica j , no período t [m^3/s];
$u_{j,t}$:	Vazão defluída da usina hidrelétrica j , no período t [m^3/s];
$v_{j,t}$:	Volume armazenado no reservatório da usina hidrelétrica j , ao final do período t [hm^3];
$x_{j,t}$:	Variável binária que é igual a 1 se o gerador j estiver ligado no período t , ou igual a zero, caso contrário;
$y_{j,t}$:	Variável binária que é igual a 1 se o gerador j sofrer uma ação de partida no período t , ou igual a zero, caso contrário;
$z_{j,t}$:	Variável binária que é igual a 1 se o gerador j sofrer uma ação de parada no período t , ou igual a zero, caso contrário;
$z_{j,t}^F$:	Cota de montante da usina hidrelétrica j no período t [m];
$z_{j,t}^T$:	Cota de jusante da usina hidrelétrica j no período t [m].

5.1.2 Função objetivo

O objetivo do OM é maximizar a função de bem comum, a qual é definida como a soma dos excedentes de produção e de consumo. Para leilões multiperíodo, o bem

comum é definido como o somatório das funções de bem comum de todos os períodos do horizonte de mercado. Termos adicionais podem ser incluídos para considerar o custo fixo de operação e os custos de parada ou partida de cada gerador. Assim, a função objetivo a ser maximizada pode ser expressa por (5.1):

$$\begin{aligned}
 FBC(p_{m,i,t}^D, p_{n,j,t}^G, x_{j,t}, y_{j,t}, z_{j,t}) = & \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \sum_{m \in M_{i,t}} \lambda_{m,i,t}^D p_{m,i,t}^D - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \sum_{n \in N_{j,t}} \lambda_{n,j,t}^G p_{n,j,t}^G + \\
 & - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} (x_{j,t} C_j^0 + y_{j,t} C_j^{SU} + z_{j,t} C_j^{SD}).
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Na função (5.1), o primeiro termo está relacionado aos lances de compra de energia, enquanto o segundo termo está relacionado às ofertas de venda de energia. O terceiro termo inclui o custo de produção e os custos de parada e de partida.

5.1.3 Limites associados à demanda

As restrições de demanda são dadas por (5.2) e estabelecem limites para a potência consumida em cada bloco m , para cada demanda i e período t do horizonte de mercado:

$$0 \leq p_{i,m,t}^D \leq P_{i,m,t}^{D \max}, \forall i \in I, \forall m = 1, \dots, M_{i,t}, \forall t \in T. \tag{5.2}$$

5.1.4 As restrições de rede

As restrições (5.3), (5.4) e (5.5) representam o conjunto de restrições de rede relacionado a cada barra k do sistema de transmissão, durante cada período t do horizonte de mercado. De forma mais geral, o sistema de transmissão é formulado por meio de equações de balanço envolvendo a potência ativa e reativa. Entretanto, em modelos de despacho e leilão, é comum que tais equações sejam, linearizadas e que as equações de balanço sejam escritas somente para a potência ativa. As equações (5.3) e (5.4) utilizadas neste trabalho foram linearizadas conforme descrito em Motto et al. [2002a].

$$\sum_{j \in J_k} p_{j,t}^G - \sum_{i \in I_k} p_{i,t}^D = \sum_{l \in \Omega_k} f_{k,l,t}(\theta_{k,l,t}), \quad \forall k \in K, \forall t \in T \tag{5.3}$$

$$f_{k,l,t}(\theta_{k,l,t}) = \frac{p_{k,l,t}^{\text{loss}}(\delta_{b,k,l,t})}{2} - B_{k,l} \theta_{k,l,t}, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T \tag{5.4}$$

$$-F_{k,l}^{\max} \leq f_{k,l,t}(\theta_{k,l,t}) \leq F_{k,l}^{\max}, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T \tag{5.5}$$

em que:

$$p_{i,t}^D = \sum_{m \in M_{i,t}} p_{m,i,t}^D, \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (5.6)$$

$$p_{j,t}^G = \sum_{n \in N_{j,t}} p_{n,j,t}^G, \quad \forall j \in J, \forall t \in T \quad (5.7)$$

$$p_{k,l,t}^{\text{loss}}(\delta_{b,k,l,t}) = G_{k,l} \theta_{k,l,t}^2, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T \quad (5.8)$$

O conjunto de restrições (5.3) impõe o balanço de potência ativa para cada nó k do sistema e para cada período t do horizonte de mercado. As restrições (5.4) representam os fluxos de potência ativa linearizados nas linhas de transmissão, enquanto o conjunto de restrições (5.5) impõe limites para o fluxo de potência para cada linha kl e período t .

A representação das perdas de potência através da equação (5.8) torna não linear o modelo de leilão, o qual não pode ser implementado por meio de programação estocástica linear.

A fim de estabelecer uma formulação linear inteira mista para o modelo de leilão multiperíodo, adota-se a técnica de linearização proposta por Motto et al. [2002b] para representar de forma linear as perdas de potência ativa não lineares. A técnica proposta por Motto et al. [2002b], denominada de aproximação linear por partes, consiste em utilizar B blocos de linearização para aproximar a função perdas por segmentos de reta, conforme ilustrado na Figura 5.1.

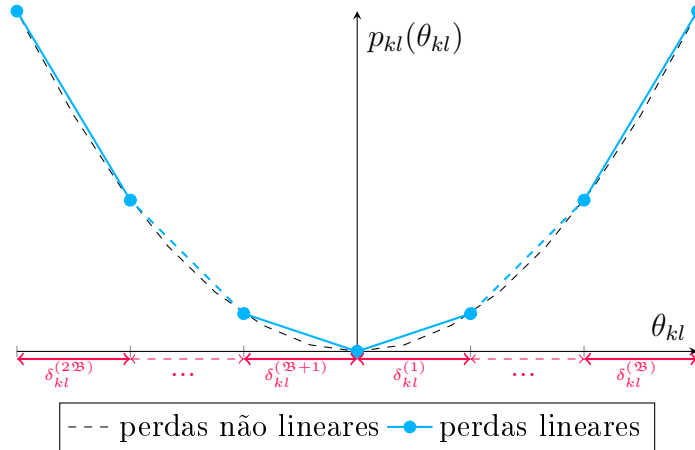


Figura 5.1: Aproximação linear por partes da função de perdas

Fonte: [Motto et al., 2002b]

Assim, a fim de considerar a linearização apenas no quadrante positivo, em Motto et al. [2002b], os autores definem uma nova variável δ_{kl} para cada linha de transmissão

kl , como sendo o valor absoluto da diferença angular das tensões nas barras, dada pela expressão (5.9):

$$\delta_{kl} = |\theta_{kl}|, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \quad (5.9)$$

de tal forma que o módulo da diferença angular entre as duas barras seja igual ao somatório de cada bloco b de linearização da linha kl , conforme expresso por (5.10):

$$\delta_{kl} = \sum_{b=1}^B \delta_{kl}^b, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k. \quad (5.10)$$

Assim, as perdas de potência ativa, $p_{kl}(\theta_{kl})$, em cada linha kl são formuladas por (5.11):

$$p_{kl}(\theta_{kl}) = G_{kl} \sum_{b=1}^B \alpha_{kl}^b \delta_{kl}^b, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \quad (5.11)$$

em que:

$$0 \leq \delta_{kl}^b \leq \Delta\delta, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall b = 1, \dots, B, \quad (5.12)$$

$$\alpha_{b,k,l} = (2b - 1) \Delta\delta, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall b = 1, \dots, B. \quad (5.13)$$

Devido à não diferenciabilidade da função modular em (5.9), os autores utilizam uma representação linear para esta função, dada pelo conjunto de restrições (5.14)-(5.16):

$$\delta_{kl} = \delta_{kl}^+ + \delta_{kl}^-, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \quad (5.14)$$

$$\theta_{kl} = \delta_{kl}^+ - \delta_{kl}^-, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \quad (5.15)$$

$$\delta_{kl}^+ \geq 0, \quad \delta_{kl}^- \geq 0, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k. \quad (5.16)$$

Em síntese, a representação linear da função de perdas (5.8) é feita através da expressão (5.17), considerando as restrições adicionais dadas de (5.18) a (5.22):

$$p_{k,l,t}^{\text{loss}}(\delta_{b,k,l,t}) = G_{k,l} \sum_{b=1}^B \alpha_{b,k,l} \delta_{b,k,l,t}, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T, \quad (5.17)$$

$$\alpha_{b,k,l} = (2b - 1) \Delta\delta, \quad \forall b = 1, \dots, B, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k \quad (5.18)$$

$$0 \leq \delta_{b,k,l,t} \leq \Delta\delta, \quad \forall b = 1, \dots, B, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T, \quad (5.19)$$

$$\delta_{k,l,t}^+ + \delta_{k,l,t}^- = \sum_{b=1}^B \delta_{b,k,l,t}, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T, \quad (5.20)$$

$$\delta_{k,l,t}^+ - \delta_{k,l,t}^- = \theta_{k,t} - \theta_{l,t}, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T \quad (5.21)$$

$$\delta_{k,l,t}^+ \geq 0, \delta_{k,l,t}^- \geq 0, \quad \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T. \quad (5.22)$$

5.1.5 As restrições associadas às unidades termelétricas

A representação da geração termelétrica envolve restrições de limites de geração, restrições de rampas de partida, subida, descida e parada, restrições de mínimo tempo de operação e de desligamento e restrições lógicas envolvendo os estados ligado/desligado das variáveis inteiras definidas. O conjunto de restrições associadas às unidades termelétricas utilizado neste trabalho foram tomados como em Arroyo & Conejo [2002b]. Tais restrições são descritas a seguir.

5.1.5.1 Os limites de geração

As restrições associadas aos limites de geração das unidades termelétricas são dadas por (5.23) e (5.24):

$$x_{j,t} P_{j,t}^{G \min} \leq p_{j,t}^G \leq \bar{p}_{j,t}^G, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T \quad (5.23)$$

$$0 \leq p_{n,j,t}^G \leq P_{n,j,t}^{G \max}, \quad n \in N_{j,t}, \forall j \in J^T, \forall t \in T \quad (5.24)$$

em que:

$$P_{j,t}^{G \min} = P_{1,j,t}^{G \max}, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T \quad (5.25)$$

O conjunto de restrições (5.23) estabelece limites de produção para cada unidade geradora termelétrica j e para cada período t . É importante destacar que uma variável auxiliar, $\bar{p}_{j,t}^G$, é utilizada para representar a máxima potência disponível da unidade j no período t , a qual leva em conta os limites de rampa na geração disponível. As relações entre a máxima potência disponível e as taxas de rampa das unidades termelétricas são discutidas na seção a seguir. O conjunto de restrições (5.24) representa o limite da potência de saída dos blocos de oferta das unidades termelétricas e (5.25) definem a potência mínima do gerador j , se despachado, como sendo o primeiro bloco de potência oferecido no leilão.

5.1.5.2 A máxima potência disponível e os limites de rampa

As restrições de máxima potência disponível e de limites de rampa são definidas de (5.26) a (5.28), conforme formulação matemática descrita em Arroyo & Conejo [2002a]:

$$\bar{p}_{j,t}^G \leq P_{j,t}^{G\max} (x_{j,t} - z_{j,t+1}) + z_{j,t+1}SD_j, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T, \quad (5.26)$$

$$\bar{p}_{j,t}^G \leq p_{j,t-1}^G + RU_j x_{j,t-1} + SU_j y_{j,t}, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T, \quad (5.27)$$

$$p_{j,t-1}^G - p_{j,t}^G \leq RD_j x_{j,t} + SD_j z_{j,t}, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T, \quad (5.28)$$

em que:

$$P_{j,t}^{G\max} = \sum_{n \in N_{j,t}} P_{n,j,t}^{G\max}, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T. \quad (5.29)$$

As restrições (5.26) e (5.27) estabelecem valores máximos para a potência disponível $\bar{p}_{j,t}^G$ para cada unidade j e período t , levando em conta a capacidade atual da unidade, os limites de rampa de partida e parada, e os limites de rampa de subida e descida. O conjunto de restrições (5.28) impõe limites de rampa de descida, bem como limites para as rampas de parada. Em (5.29) o limite máximo de geração da unidade j é definido como a soma dos blocos de potência oferecidos no leilão.

5.1.5.3 O mínimo tempo de operação

As restrições de mínimo tempo de operação estabelecem uma quantidade mínima de períodos durante os quais as unidades termelétricas devem ficar ligadas a partir do momento em que são partidas. Tais restrições são matematicamente formuladas em Arroyo & Conejo [2002a] e mostradas de (5.30) a (5.32):

$$\sum_{t=1}^{T_j^{\text{on}}} (1 - x_{j,t}) = 0, \quad \forall j \in J^T, \quad (5.30)$$

$$\sum_{w=t}^{t+UT_j-1} x_{j,w} \geq UT_j y_{j,t}, \quad \forall j \in J^T, \forall t = T_j^{\text{on}} + 1, \dots, NT - UT_j + 1, \quad (5.31)$$

$$\sum_{w=t}^{NT} (x_{j,w} - y_{j,t}) \geq 0, \quad \forall j \in J^T, \forall t = NT - UT_j + 2, \dots, NT, \quad (5.32)$$

em que:

$$T_j^{\text{on}} = \min \{NT, (UT_j - U_j^0) X_j^0\}, \quad \forall j \in J^T. \quad (5.33)$$

O conjunto de restrições (5.30) está relacionado ao estado inicial das unidades. T_j^{on} é o número de períodos durante os quais a unidade j deve permanecer ligada no início do horizonte de mercado atual, a fim de completar o tempo mínimo de operação UT_j , uma vez que este não tenha sido completado no dia anterior. As restrições (5.31) são utilizadas para os períodos seguintes a T_j^{on} , e garantem que o mínimo tempo UT_j será satisfeito durante o horizonte de mercado (dia atual). Finalmente, o conjunto de restrições (5.32) é necessário para as situações em que o mínimo tempo UT_j não pode ser cumprido integralmente no dia atual.

5.1.5.4 O mínimo tempo de desligamento

As restrições de mínimo tempo de desligamento são análogas às restrições de mínimo tempo de operação, e são dadas de (5.34) a (5.36):

$$\sum_{t=1}^{T_j^{\text{off}}} x_{j,t} = 0, \forall j \in J^T, \quad (5.34)$$

$$\sum_{w=t}^{t+DT_j-1} (1 - x_{j,w}) \geq DT_j z_{j,t}, \quad \forall j \in J^T, \forall t = T_j^{\text{off}} + 1, \dots, NT - DT_j + 1, \quad (5.35)$$

$$\sum_{w=t}^{DT_j} (1 - x_{j,w} - z_{j,t}) \geq 0, \quad \forall j \in J^T, \forall t = NT - DT_j + 2, \dots, NT, \quad (5.36)$$

em que:

$$T_j^{\text{off}} = \min \{ NT, (DT_j - S_j^0) (1 - X_j^0) \}, \forall j \in J^T. \quad (5.37)$$

5.1.5.5 As restrições lógicas

As restrições lógicas envolvendo os estados ligado/desligado das variáveis inteiras são descritas em (5.38) e (5.39). Estas restrições são necessárias para que sejam evitadas situações operativas ilógicas, em que, por exemplo, uma unidade esteja sofrendo ação de partida e parada ao mesmo tempo:

$$y_{j,t} - z_{j,t} = x_{j,t} - x_{j,t-1}, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T, \quad (5.38)$$

$$y_{j,t} + z_{j,t} \leq 1, \quad \forall j \in J^T, \forall t \in T. \quad (5.39)$$

5.1.6 As restrições associadas às usinas hidrelétricas

Os aspectos físicos e operacionais associados à geração hidroelétrica são considerados nos conjuntos de restrições que será descrito a seguir, as quais envolvem: os limites das ofertas de energia, o balanço hidráulico nos reservatórios das usinas; a representação da função de produção hidráulica; os limites de rampa de defluência das usinas; os limites mínimo e máximo para os volumes nos reservatórios e para a vazão turbinada e restrições de não negatividade das vazões vertidas e defluências.

5.1.6.1 Limites associados à potência de saída de usinas hidrelétricas

Os blocos de ofertas submetidos pelas usinas hidrelétricas ao mercado são limitados conforme descrito em (5.40):

$$0 \leq p_{n,j,t}^G \leq P_{n,j,t}^{G \max}, \quad n \in N_{j,t}, \forall j \in J^H, \forall t \in T. \quad (5.40)$$

Os limites mínimos e máximos de geração das usinas hidrelétricas em todos os períodos são dados em (5.41), em que se utiliza também do conceito de variável de potência disponível. Em restrições posteriores, mostra-se que a potência máxima disponível é função da altura de queda líquida:

$$x_{j,t} P_{j,t}^{G \min} \leq p_{j,t}^G \leq x_{j,t} \bar{p}_{j,t}^G, \quad \forall j \in J^H, \forall t \in T, \quad (5.41)$$

em que:

$$P_{j,t}^{G \min} = P_{1,j,t}^{G \max}, \quad \forall j \in J^H, \forall t \in T. \quad (5.42)$$

Os limites mínimos e máximos na potência disponível são descritos no conjunto de restrições (5.43):

$$0 \leq \bar{p}_{j,t}^G \leq x_{j,t} P_{j,t}^{G \max}, \quad \forall j \in J^H, \forall t \in T \quad (5.43)$$

em que:

$$P_{j,t}^{G \max} = \sum_{n \in N_{j,t}} P_{n,j,t}^{G \max}, \quad \forall j \in J^H, \forall t \in T. \quad (5.44)$$

5.1.6.2 Balanço de massa de água

As restrições de balanço de massa de água descrevem a conservação de vazões afluentes e defluentes da usina, conforme mostrado em (5.45) e (5.46), respectivamente para o primeiro período do horizonte de planejamento e para os demais períodos.

$$v_{j,t} = V_j^0 + K_0 \left(R_{j,t} - u_{j,t} + \sum_{h \in H_j} u_{h,t} \right), \quad \forall j \in J^H, t = 1 \quad (5.45)$$

$$v_{j,t} = v_{j,t-1} + K_0 \left(R_{j,t} - u_{j,t} + \sum_{h \in H_j} u_{h,t} \right), \quad \forall j \in J^H, t \in T - \{1\} \quad (5.46)$$

5.1.6.3 Função de produção hidráulica linear

A função de produção hidráulica estabelece a relação entre entrada de vazão turbinada e a saída de potência de cada usina hidrelétrica j e em cada instante t . Esta função é convencionalmente descrita como segue:

$$p_{j,t}^G = \eta_j q_{j,t} h_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T.$$

Conforme discutido na Seção 3.2.7, esta função é modelada por meio de relações não lineares envolvendo a altura de queda líquida, o rendimento do par turbina-gerador e a vazão turbinada. Contudo, para que o modelo proposto seja formulado como um problema de programação linear inteiro misto, é necessária a representação linear desta função. Na Seção 5.1.7 discute-se a técnica de linearização adotada neste trabalho, bem como as restrições adicionais introduzidas no modelo para a linearização eficiente desta função.

5.1.6.4 Restrições relacionadas à defluência

A defluência total da usina é definida como a somas das vazões turbinadas e vertidas, conforme (5.47):

$$u_{j,t} = q_{j,t} + s_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, \forall t \in T. \quad (5.47)$$

É importante considerar os limites inferior e superior para a taxa de variação das vazões defluentes, de modo a não comprometer a operação da cascata. O conjunto de

restrições (5.48) estabelece as taxas de rampa de subida e descida para a vazão defluente:

$$u_{j,t}(1 - DU_j) \leq u_{j,t+1} \leq u_{j,t}(1 + DU_j), \quad \forall j \in J^H, \quad \forall t \in T \quad (5.48)$$

5.1.6.5 Limites operativos nos volumes e vazões

Os limites mínimos e máximos nos volumes dos reservatórios e nas vazões turbinadas são descritos em (5.49) e (5.50), respectivamente:

$$V_j^{\min} \leq v_{j,t} \leq V_j^{\max}, \quad \forall j \in J^H, \quad \forall t \in T, \quad (5.49)$$

$$Q_j^{\min} \leq q_{j,t} \leq Q_j^{\max}, \quad \forall j \in J^H, \quad \forall t \in T. \quad (5.50)$$

As vazões vertidas e defluídas devem ainda obedecer as restrições de não negatividade, conforme mostrado em (5.51):

$$s_{j,t} \geq 0, u_{j,t} \geq 0, \quad \forall j \in J^H, \quad \forall t \in T. \quad (5.51)$$

5.1.7 Linearizações relacionas à produção de energia hidrelétrica

Nesta seção são apresentadas as técnicas de linearização das funções não lineares presentes no processo de produção de energia hidrelétrica. Nas Seções 5.1.7.1 e 5.1.7.2, são descritos as técnicas de linearização dos polinômios de quarto grau relacionados às cotas de montante e jusante. A função de altura de queda líquida é definida na Seção 5.1.7.3. A linearização das funções de potência e engolimento máximos disponíveis é descrita na Seção 5.1.7.4. Por fim, a linearização da função de produção hidráulica utilizando-se os envelopes de McCormick é descrita na Seção 5.1.7.5.

5.1.7.1 Cota de montante

A função que representa a cota de montante, $z_{j,t}^F$, é linearizada localmente em torno do ponto de operação inicial, V_j^0 , conforme Pereira et al. [2017]:

$$z_{j,t}^F = Z_j^{F0} + Z_j^{F1} v_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T \quad (5.52)$$

em que:

$$Z_j^{F0} = \frac{(\bar{V}_j - V_j) Z_j^F - (\bar{Z}_j^F - Z_j^F) V_j}{\bar{V}_j - V_j}, \quad \forall j \in J^H \quad (5.53)$$

$$Z_j^{F1} = \frac{\bar{Z}_j^F - Z_j^F}{\bar{V}_j - V_j}, \quad \forall j \in J^H \quad (5.54)$$

5.1.7.2 Cota de jusante

As restrições (5.55) definem as cotas de jusante $z_{j,t}^T$. Os coeficientes Z_j^{T0} e Z_j^{T1} são obtidos por meio de técnicas de aproximação linear. Neste trabalho, utilizou-se para tal, o método dos mínimos quadrados, conforme Pereira et al. [2017]:

$$z_{j,t}^T = Z_j^{T0} + Z_j^{T1} u_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T. \quad (5.55)$$

5.1.7.3 Altura de queda líquida

A altura de queda líquida, $h_{j,t}$, é dada por (5.56).

$$h_{j,t} = z_{j,t}^F - z_{j,t}^T - x_{j,t} H_j^{\text{loss}}, \quad \forall j \in J^H, t \in T \quad (5.56)$$

A altura de perdas pode ser escrita de duas formas: como um valor constante ou como uma função proporcional ao quadrado da vazão turbinada da unidade geradora. No primeiro caso, a altura de perdas pode ser diretamente representada por H_j^{loss} . Já no segundo caso, a altura de perdas é uma função não-linear, que não pode ser diretamente inserida no modelo proposto. Assim, utiliza-se neste trabalho uma altura de perdas constante, equivalente a altura de perdas média.

5.1.7.4 Potência e engolimento máximo disponíveis

A potência e o engolimento máximos disponíveis, dados por $\bar{p}_{j,t}^G$ e $\bar{q}_{j,t}$, respectivamente, são variáveis e dependem da altura de queda líquida em que a unidade está operando, conforme mostrado nas Figuras 3.4 e 3.5, respectivamente. Neste trabalho, os limites máximos do engolimento e da potência são aproximados por funções lineares por meio do método dos mínimos quadrados, segundo Pereira et al. [2017]. Desta forma, obtêm-se quatro curvas, que representam a limitação da turbina e do gerador para o engolimento e

para a potência, conforme 5.57 a (5.60):

$$\bar{q}_{j,t} \leq \bar{Q}_j^{T^0} + \bar{Q}_j^{T^1} h_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T \quad (5.57)$$

$$\bar{q}_{j,t} \leq \bar{Q}_j^{G^0} + \bar{Q}_j^{G^1} h_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T \quad (5.58)$$

$$\bar{p}_{j,t}^G \leq \bar{P}_j^{T^0} + \bar{P}_j^{T^1} h_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T \quad (5.59)$$

$$\bar{p}_{j,t} \leq P_j^{\text{ef}} x_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T \quad (5.60)$$

As restrições (5.61) e (5.62) garantem que o engolimento disponível assuma 0 caso a unidade esteja desligada e que o engolimento não ultrapasse seu respectivo valor máximo disponível.

$$\bar{q}_{j,t} \leq Q_j^{\text{ef}} x_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T \quad (5.61)$$

$$q_{j,t} \leq \bar{q}_{j,t}, \quad \forall j \in J^H, t \in T. \quad (5.62)$$

5.1.7.5 Função de produção hidráulica

A maneira mais simples de representar linearmente a função de produção hidráulica é por meio da restrição a seguir, em que adota-se uma altura de queda líquida constante e dada pela altura efetiva. Neste caso, a potência gerada é descrita como uma função linear da vazão turbinada:

$$p_{j,t}^G = \eta_j q_{j,t} H_j^{\text{ef}}, \forall j \in J^H, \forall t \in T.$$

Contudo, Pereira et al. [2017] propõe uma técnica de linearização da função de produção, baseada nos envelopes de McCormick [Dombrowski, 2017], que explora o aspecto bilinear da função de produção. Esta formulação fornece limitantes inferiores e superiores para o produto bilinear $q_{j,t} h_{j,t}$ que aparece na expressão original da função de produção. De acordo com Dombrowski [2017], quanto melhores forem os limitantes das variáveis associadas ao produto, mais precisa a aproximação linear fornecida pelo método.

Os limitantes inferiores e superiores, H_j^L e H_j^U , respectivamente, para a altura de queda líquida da usina j podem ser calculados da seguinte forma:

$$H_j^L = z_j^F(V_j) - z_j^T(\bar{U}_j) - H_j^{\text{loss}}, \quad \forall j \in J^H, \quad (5.63)$$

$$H_j^U = z_j^F(\bar{V}_j) - z_j^T(U_j) - H_j^{\text{loss}}, \quad \forall j \in J^H. \quad (5.64)$$

Já os limitantes inferiores e superiores, Q_j^L e Q_j^U , respectivamente, para o engolimento são dados por:

$$Q_j^L = \frac{P_j^G}{\eta_j H_j^U}, \quad \forall j \in J^H, \quad (5.65)$$

$$Q_j^U = \min \left\{ \frac{P_j^G}{\eta_j H_j^L}, Q_j^{\text{ef}} \right\}, \quad \forall j \in J^H. \quad (5.66)$$

As restrições (5.67)-(5.70) definem matematicamente a técnica dos envelopes de McCormick utilizada neste trabalho:

$$p_{j,t}^G \geq \eta_j \left(Q_j^L h_{j,t} + H_j^L q_{j,t} - Q_j^L H_j^L - (1 - x_{j,t}) M_j^{\text{big}} \right), \quad \forall j \in J^H, t \in T, \quad (5.67)$$

$$p_{j,t}^G \geq \eta_j \left(Q_j^U h_{j,t} + H_j^U q_{j,t} - Q_j^U H_j^U \right), \quad \forall j \in J^H, t \in T, \quad (5.68)$$

$$p_{j,t}^G \leq \eta_j \left(Q_j^U h_{j,t} + H_j^L q_{j,t} - Q_j^U H_j^L \right), \quad \forall j \in J^H, t \in T, \quad (5.69)$$

$$p_{j,t}^G \leq \eta_j \left(Q_j^L h_{j,t} + H_j^U q_{j,t} - Q_j^L H_j^U + (1 - x_{j,t}) M_j^{\text{big}} \right), \quad \forall j \in J^H, t \in T, \quad (5.70)$$

em que M_j^{big} é um parâmetro do tipo “M-grande” dado por:

$$M_j^{\text{big}} = Q_j^L (H_j^U - H_j^L), \quad \forall j \in J^H. \quad (5.71)$$

5.2 Segundo estágio - planejamento da geração de médio prazo

As decisões do segundo estágio são tomadas com base em um modelo de planejamento da geração de médio prazo, que consiste em, dado a ocorrência de um cenário w para as afluições naturais, obter as participações das gerações de origem hidrelétrica e termelétrica. Um modelo de programação da geração hidrotérmica estocástico é formulado a seguir para cada cenário w e período p do horizonte de planejamento de médio prazo. A nomenclatura utilizada neste modelo é apresentada na Subseção (5.2.1). A função objetivo é descrita na Seção 5.2.2, enquanto que as restrições do modelo são descritas na Seção 5.2.3.

5.2.1 Nomenclatura

Conjuntos

H_j :	Conjunto das usinas hidrelétricas a montante da unidade hidrelétrica j ;
I :	Demandas;
J :	Geradores;
J^H :	Geradores hidrelétricos;
J^T :	Geradores termelétricos;
$\mathcal{P}$:	Períodos do horizonte de planejamento de médio prazo;
W :	Cenários utilizados para representar a variável estocástica vazão afluyente incremental.

Parâmetros

η_j :	Constante de produtividade da unidade hidrelétrica j [$MW/(m^3/s/m)$];
$\pi(w)$:	Probabilidade de ocorrência do cenário w ;
A_j :	Coeficiente do termo quadrático da função custo do gerador termelétrico j [$\$/MW^2$];
B_j :	Coeficiente do termo linear da função custo do gerador termelétrico j [$\$/MW$];
C_j :	Coeficiente independente da função custo do gerador termelétrico j [$\$$];
K_1 :	Fator de conversão de custo/hora para custo/semana;
K_2 :	Fator de conversão de m^3/s para $hm^3/semana$;

- $P_{j,p}^{G \min}$: Potência mínima do gerador j , caso ele seja despachado no período p [MW];
 $P_{j,p}^{G \max}$: Potência máxima do gerador j , caso ele seja despachado no período p [MW];
 $Q_j^{\min}$: Capacidade mínima de turbinagem da unidade hidrelétrica j [m^3/s];
 $Q_j^{\max}$: Capacidade máxima de turbinagem da unidade hidrelétrica j [m^3/s];
 $R_{j,p,w}$: Vazão afluente incremental no reservatório da unidade hidrelétrica j , período p do horizonte de planejamento de médio prazo e cenário w [m^3/s];
 V_j^0 : Volume armazenado no reservatório da unidade hidrelétrica j no início do horizonte de planejamento;
 $V_j^{\min}$: Capacidade mínima do reservatório da unidade hidrelétrica j [hm^3];
 $V_j^{\max}$: Capacidade máxima do reservatório da unidade hidrelétrica j [hm^3].

Variáveis

- $p_{j,p,w}^G$: Energia produzida pelo gerador j no período p e cenário w [MWh];
 $q_{j,p,w}$: Vazão turbinada pela unidade hidrelétrica j , no intervalo de tempo p e cenário w [m^3/s];
 $s_{j,p,w}$: Vazão vertida pela usina hidrelétrica j , no intervalo de tempo p e cenário w [m^3/s];
 $u_{j,p,w}$: Defluência da usina hidrelétrica j , no intervalo de tempo p e cenário w [m^3/s];
 $v_{j,p,w}$: Volume armazenado no reservatório da usina hidrelétrica j , ao final do intervalo de tempo p e cenário w [hm^3].

5.2.2 Função objetivo

O procedimento de despacho da geração de médio prazo (centralizado) obtém os valores de geração e variáveis hidráulicas que otimizam um determinado critério. Em um sistema predominantemente hídrico, um possível critério a ser otimizado consiste em minimizar o custo operacional total das usinas termelétricas (custo da complementação termelétrica), isto é, minimizar (5.72):

$$FC(p_{j,p,w}) = K_1 \left(\sum_{w \in W} \pi(w) \sum_{p \in \mathcal{P}} \sum_{j \in J^T} \left(A_j (p_{j,p,w}^G)^2 + B_j p_{j,p,w}^G + C_j \right) \right), \quad (5.72)$$

em que $\pi(w)$ é a probabilidade de ocorrência associada ao cenário w do processo estocástico.

5.2.3 Restrições físicas e operacionais

No planejamento da geração de longo prazo de um sistema hidrotérmico, um aspecto importante a ser considerado, diz respeito à natureza aleatória das vazões afluentes aos reservatórios. Neste trabalho, estas características aleatórias são tratadas por meio da formulação de um modelo de programação estocástica. Deste modo, o processo estocástico é representado por um conjunto de cenários de afluições.

Para um horizonte de planejamento com um conjunto $\mathcal{P}$ de períodos e um sistema de geração com um conjunto J^H de usinas hidrelétricas e J^T de unidades termelétricas, o modelo de planejamento obtém a energia produzida pela usina j no período p e para cada cenário de entrada de água w , bem como uma política de operação dos reservatórios para cada período. As seguintes restrições devem ser satisfeitas em um modelo de planejamento de sistemas hidrotérmicos:

$$K_1 \sum_{j \in J} p_{j,p,w}^G = K_1 \sum_{i \in I} P_{i,p}^D, \quad \forall p \in \mathcal{P}, \forall w \in W \quad (5.73)$$

$$v_{j,p,w} = V_j^0 + K_2 \left(R_{j,p,w} - u_{j,p,w} + \sum_{h \in H_j} u_{h,p,w} \right), \quad \forall j \in J^H, p = 1, w \in W \quad (5.74)$$

$$v_{j,p,w} = v_{j,p-1,w} + K_2 \left(R_{j,p,w} - u_{j,p,w} + \sum_{h \in H_j} u_{h,p,w} \right), \quad \forall j \in J^H, p \in \mathcal{P} - \{1\}, w \in W \quad (5.75)$$

$$u_{j,p,w} = q_{j,p,w} + s_{j,pt,w}, \quad \forall j \in J^H, \forall p \in \mathcal{P}, \forall w \in W \quad (5.76)$$

$$p_{j,p,w}^G = \eta_j q_{j,p,w} H_j^{ef}, \quad \forall j \in J^H, p \in \mathcal{P}, w \in W \quad (5.77)$$

$$v_{j,p,w} \geq V_j^0, \quad \forall j \in J^H, p = \text{card}(\mathcal{P}), w \in W \quad (5.78)$$

$$P_j^{G \min} \leq p_{j,p,w}^G \leq P_j^{G \max}, \quad \forall j \in J^H, \forall p \in \mathcal{P}, \forall w \in W \quad (5.79)$$

$$Q_j^{\min} \leq q_{j,p,w} \leq Q_j^{\max}, \quad \forall j \in J^H, \forall p \in \mathcal{P}, \forall w \in W \quad (5.80)$$

$$V_j^{\min} \leq v_{j,p,w} \leq V_j^{\max}, \quad \forall j \in J^H, \forall p \in \mathcal{P}, \forall w \in W \quad (5.81)$$

$$s_{j,p,w} \geq 0, u_{j,p,w} \geq 0, \quad \forall j \in J^H, \forall p \in \mathcal{P}, \forall w \in W \quad (5.82)$$

em que:

$$K_1 = 168, \quad K_2 = 0,6048.$$

A restrição (5.73) estabelece o balanço de potência ativa no sistema e garante o atendimento da demanda em cada período p e cenário w . O conjunto de restrições (5.74) e (5.75) representam o balanço hidráulico no reservatório de cada usina hidrelétrica j , nos períodos $p = 1$ e $p \geq 1$, respectivamente. A restrição (5.77) está associada a função de produção linear de cada usina hidrelétrica j e em cada período p . Em geral, para horizontes de planejamento de longo prazo, utiliza-se a função de produção em sua forma linearizada, mais simples. A manutenção do volume final de água armazenado nos reservatórios é imposta pela restrição (5.78), a qual garante que no final do horizonte de planejamento de médio prazo um volume mínimo V_j^0 esteja armazenado no reservatório j , em que $\text{card}(\mathcal{P})$ é o cardinal do conjunto $\mathcal{P}$. A equação (5.79) estabelece os limites mínimos e máximos de geração para cada unidade j , em cada período p e cenário w . Os conjuntos de equações (5.80) e (5.81) estabelecem os limites mínimos e máximos para a vazão turbinada e o volume armazenado, respectivamente, para cada usina. A não negatividade da vazão vertida e da defluência é estabelecida em (5.82).

5.3 Modelo de leilão com coordenação hidrotérmica estocástica em dois estágios

Nesta seção, é apresentada a formulação matemática do modelo de leilão com coordenação estocástica em dois estágios para mercados *pool* de eletricidade de sistemas hidrotérmicos proposto neste trabalho.

O modelo de leilão proposto consiste em um problema em que decisões devem ser toma-

das em dois estágios (curto e médio prazos) e existe um processo estocástico representado por um conjunto de cenários (vazões afluentes no médio prazo). Dois diferentes vetores de variáveis de decisão estão envolvidos no problema, $\mathbf{x}$ e $\mathbf{y}$, associados, respectivamente, às decisões de curto e médio prazos.

No primeiro estágio o OM decide quais blocos de lances e ofertas serão aceitos, por meio do modelo de leilão proposto na Seção 5.1. Esta decisão é tomada antes da ocorrência do processo estocástico, isto é, a decisão de quanto utilizar dos recursos hídricos disponíveis hoje é tomada sem conhecer as vazões afluentes futuras.

No segundo estágio o OS utiliza o modelo apresentado na Seção 5.2 para realizar o planejamento da geração de médio prazo e obter as participações hidrelétricas e termelétricas para cada cenário de realização do processo estocástico. Estas decisões são tomadas conhecendo as decisões do primeiro estágio.

Uma vez que a incerteza associada às vazões afluentes é representada por um conjunto de cenários, a função objetivo resultante do problema de planejamento de geração de médio prazo também é uma variável estocástica. Assim, neste trabalho utiliza-se o valor esperado da função objetivo, o qual é definido como sendo a esperança dos custos futuros de produção de energia.

O problema (5.83) apresenta a formulação do modelo de leilão estocástico em dois estágios proposto. O objetivo deste modelo é a maximização do bem comum (5.1) e minimização do valor da esperança do custo de produção futuro (5.72) adotada no segundo estágio. Note que $\varepsilon \{Q(w)\}$ é a esperança matemática associada ao problema $Q(w)$ do segundo estágio.

$$\max_{\mathbf{x}} \quad z = (5.1) - \varepsilon \{Q(w)\} \quad (5.83.1)$$

s.a:

$$(5.2) \text{ a } (5.7) \quad (5.83.2)$$

$$(5.17) \text{ a } (5.22) \quad (5.83.3)$$

$$(5.23) \text{ a } (5.39) \quad (5.83.4)$$

$$(5.40) \text{ a } (5.51) \quad (5.83.5)$$

$$(5.52) \text{ a } (5.71) \quad (5.83.6)$$

$$\mathbf{x} \left(p_{m,i,t}^{D_b}, p_{n,j,t}^{G_b}, p_{i,t}^D, p_{j,t}^G, f_{k,l,t}, p_{k,l,t}^{\text{loss}}, \delta_{b,k,l,t}, \delta_{k,l,t}^+, \delta_{k,l,t}^-, \theta_{k,t}, \bar{p}_{j,t}^G, \right. \quad (5.83.7)$$

$$\left. x_{j,t}, y_{j,t}, z_{j,t}, v_{j,t}, q_{j,t}, s_{j,t}, u_{j,t}, z_{j,t}^F, z_{j,t}^T, h_{j,t} \right) \quad (5.83.8)$$

em que:

$$Q(w) = \left\{ \min_{\mathbf{y}(\mathbf{w})} \quad (5.72) \right. \quad (5.83.9)$$

$$\text{s.a:} \quad (5.83.10)$$

$$V_j^0 = v_{j,\text{card}(T)}, \quad \forall j \in J^H, \quad (5.83.11)$$

$$(5.73) \text{ a } (5.82) \quad (5.83.12)$$

$$\mathbf{y}(\mathbf{w}) = (p_{j,p,w}^G, v_{j,p,w}, q_{j,p,w}, s_{j,p,w}, u_{j,p,w}) \}, \forall w \in W. \quad (5.83.13)$$

No problema (5.83), o conjunto de restrições (5.2) a (5.7) representa as restrições associadas aos limites da demanda e as restrições relacionadas à rede de transmissão. O conjunto de restrições (5.17) a (5.22) representa as restrições associadas à técnica de linearização da função de perdas na transmissão. As restrições associadas aos geradores termelétricos são descritas pelo conjunto (5.23) a (5.39), enquanto que as restrições associadas aos geradores hidrelétricos são descritas pelo conjunto (5.40) a (5.51). Por fim, a linearização das principais funções associadas à geração hidrelétrica são descritas pelo conjunto (5.52) a (5.71). Estas restrições estão relacionadas com as decisões tomadas no primeiro estágio, sendo que $\mathbf{x}$ é o vetor de decisões calculadas no primeiro estágio.

No problema de segundo estágio, busca-se a minimização dos custos esperados futuros sujeito às restrições do sistema hidrotérmico, dadas pelo conjunto (5.73) a (5.82). Para cada realização de cenário w do processo estocástico, o vetor de variáveis de decisão de segundo estágio é representado por $\mathbf{y}(\mathbf{w})$.

A restrição (5.83.11), denominada de restrição de ligação (do inglês, *linking constraint*), é responsável por realizar a interconexão temporal entre os horizontes de planejamento de curto e médio prazos. Tal restrição garante que os volumes dos reservatórios no início do horizonte de médio prazo sejam os mesmos valores obtidos ao final do curto prazo.

O problema de programação estocástica em dois estágios (5.83) pode ser expresso pelo problema determinístico equivalente, como descrito em [Birge & Louveaux, 1997] e formulado em (5.84):

$$\max_{\mathbf{x}, \mathbf{y}(\mathbf{w})} \quad z = (5.1) - (5.72) \quad (5.84.1)$$

$$\text{s.a:} \quad (5.84.2)$$

$$(5.2) \text{ a } (5.7) \quad (5.84.3)$$

$$(5.17) \text{ a } (5.22) \quad (5.84.4)$$

$$(5.23) \text{ a } (5.39) \quad (5.84.5)$$

$$(5.40) \text{ a } (5.51) \quad (5.84.6)$$

$$(5.52) \text{ a } (5.71) \quad (5.84.7)$$

$$(5.73) \text{ a } (5.82) \quad (5.84.8)$$

$$V_j^0 = v_{j, \text{card}(T)}, \quad \forall j \in J^H, \forall w \in W, \quad (5.84.9)$$

$$\mathbf{x} \in \left\{ p_{m,i,t}^{D_b}, p_{n,j,t}^{G_b}, p_{i,t}^D, p_{j,t}^G, f_{k,l,t}, p_{k,l,t}^{\text{loss}}, \delta_{b,k,l,t}, \delta_{k,l,t}^+, \delta_{k,l,t}^-, \theta_{k,t}, \bar{p}_{j,t}^G, \right. \\ \left. x_{j,t}, y_{j,t}, z_{j,t}, v_{j,t}, q_{j,t}, u_{j,t}, s_{j,t}, u_{j,t}, z_{j,t}^F, z_{j,t}^T, h_{j,t} \right\}, \quad (5.84.10)$$

$$\mathbf{y}(\mathbf{w}) \in \left\{ p_{j,p,w}^G, v_{j,p,w}, q_{j,p,w}, s_{j,p,w}, u_{j,p,w} \right\}. \quad (5.84.11)$$

Ao resolver o modelo de leilão (5.84) o OM leva em conta, em um único modelo, as decisões de curto e médio prazos. A representação do processo estocástico por um conjunto de cenários faz com que as decisões de curto prazo sejam tomadas, levando em conta a realização de cada um dos cenários possíveis para as vazões afluentes futuras, ou seja, o OM equilibra cuidadosamente a utilização dos recursos hídricos hoje, a fim de evitar a escassez no futuro.

Resultados numéricos computacionais

Neste capítulo, o modelo de leilão estocástico em dois estágios apresentado no Capítulo 5 é aplicado ao sistema elétrico IEEE 24 barras Conejo et al. [2010], adaptado para a inclusão de usinas hidrelétricas no seu sistema de geração. Utilizou-se o pacote computacional de otimização CPLEX 12.6.3.0 em interface com a plataforma GAMS 24.5.4 para a solução do modelo proposto e demais modelos para comparação. Todos os testes apresentados foram executados em um computador com 16 GB de memória RAM e processador Intel i7 4790.

O sistema adaptado possui 25 unidades geradoras, das quais 14 são termelétricas e 11 são usinas hidrelétricas, 34 linhas de transmissão e 17 consumidores. O horizonte de mercado de curto prazo abrange 24 períodos de 1 hora e o horizonte de médio prazo abrange 12 períodos de 1 mês. Os dados completos associados ao consumo, à geração e a transmissão são apresentados no Apêndice A.

Conforme discutido no Capítulo 4, em Helseth et al. [2010] os autores sugerem a representação das variáveis aleatórias envolvidas em um processo estocástico por meio de um leque de cenários obtidos a partir do histórico de realizações destas variáveis, a fim de preservar a dependência espacial e temporal envolvida no processo estocástico. Assim, a natureza aleatória da vazão afluente ao reservatório de cada uma das usinas hidrelétricas é representada neste trabalho por um conjunto de 85 cenários equiprováveis. Tais cenários foram obtidos com base nas séries históricas brasileiras de aflúências naturais. Sendo assim, são cenários possíveis de ocorrer tanto do ponto de vista espacial quanto temporal.

Para este sistema de potência foram realizadas os seguintes estudos de caso:

1. Estudo do caso base: análise do despacho de geração e dos preços fornecidos para

- uma situação básica inicial;
- 2. Análise da qualidade da técnica utilizada para linearização da função de produção hidráulica e dos aspectos computacionais;
- 3. Análise do impacto de congestionamentos nas linhas transmissão;
- 4. Análise do impacto das ofertas submetidas pelas usinas hidrelétricas no mercado do dia seguinte;
- 5. Comparação da estratégia de coordenação hidrotérmica aqui proposta com as estratégias de coordenação primal, dual e primal-dual, propostas em Bregadioli et al. [2016] e indicadas no Apêndice B, para a coordenação entre os problemas de leilão e de planejamento de médio prazo.

6.1 Caso base

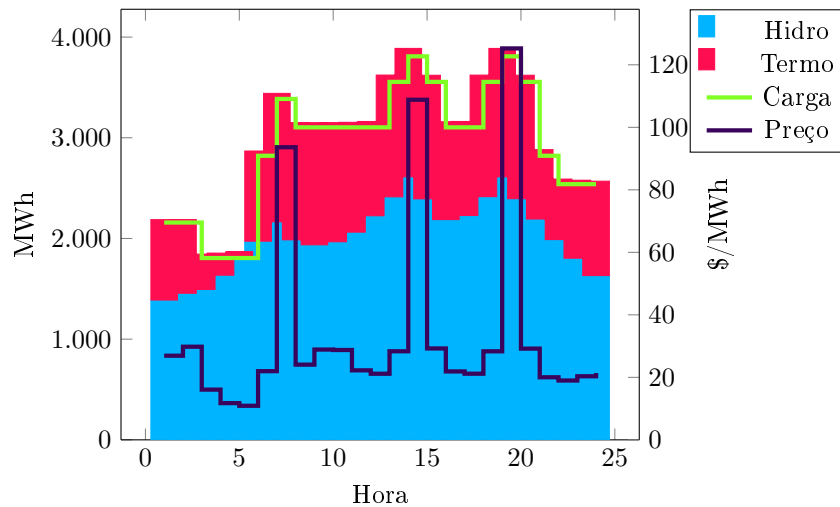
Nesta seção são apresentados os resultados obtidos para o modelo de leilão estocástico em dois estágios proposto neste trabalho considerando um caso base. Neste caso, não são considerados congestionamentos na transmissão, isto é, nenhum dos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão do sistema considerado está em seu limite mínimo ou máximo. Além disso, neste caso base, a demanda é considerada inelástica, ou seja, independente do preço de equilíbrio de mercado, todos os lances de blocos de potência dados por uma unidade de demanda i devem ser atendidos integralmente. Também é considerado neste caso base que todos os lances de preço ofertados pelas unidades hidrelétricas são idênticos e inferiores aos lances das usinas termelétricas, ou seja, por serem mais caras, as unidades termelétricas serão utilizadas apenas para suprir a demanda não atendida pela geração hidrelétrica. Por fim, a função de produção hidráulica é representada linearmente utilizando os envelopes de McCormick. Este caso base será considerado como referência para posteriores análises e comparações nas seções seguintes deste capítulo de resultados.

A Figura 6.1 apresenta os resultados obtidos para o modelo de leilão estocástico em dois estágios proposto neste trabalho, em termos de geração hidrelétrica, geração termelétrica, demanda atendida e preço nodal médio, para cada hora do dia seguinte, considerando o sistema hidrotérmico acoplado. Os resultados mostram a presença de uma curva de demanda semelhante ao consumo brasileiro de eletricidade, com picos às 07h, entre 13-15h

e entre 18-20h. Em tais períodos, o preço da energia elétrica aumenta, como podemos notar na Figura 6.1. Da mesma forma, o menor consumo é registrado entre 03-05h, período em que a energia é mais barata. Nota-se que, conforme esperado, a curva de geração termelétrica segue a curva de carga do sistema e, consequentemente, a curva de preços horários médios segue a curva de geração termelétrica.

Nota-se ainda que, uma vez que os lances oferecidos pelas unidades hidrelétricas são inferiores aos ofertados pelas termelétricas, a geração térmica é utilizada apenas para suprir a demanda não atendida pelas fontes hídricas (complementação termelétrica). Assim, entre 03-05h a geração termelétrica se torna praticamente nula, uma vez que o consumo neste horário é menor se comparado aos demais períodos do dia. Observa-se ainda, que a geração hidrelétrica nas horas 03, 04 e 05 é crescente. Isto se deve à capacidade das usinas hidrelétricas de armazenar recurso hídrico em seus reservatórios para ser utilizado em períodos futuros.

Figura 6.1: Geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e preço para cada hora do dia seguinte - caso base.

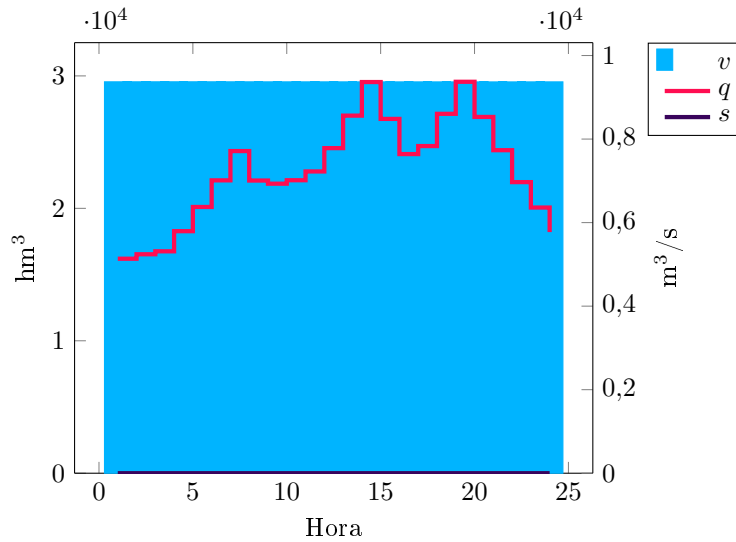


O comportamento das variáveis hidráulicas (volume armazenado v , vazão turbinada q e vazão vertida s) é apresentado na Figura 6.2. Nota-se que o volume armazenado ao longo do dia mantém-se estável: o volume total inicial do sistema considerado foi $v = 29553 \text{ hm}^3$, enquanto que o volume total obtido no final do horizonte de planejamento de curto prazo foi $v = 29550 \text{ hm}^3$. Variações significativas no volume armazenado são esperadas em horizontes de planejamento maiores.

Analisando as vazões turbinada q e vertida s nota-se que a curva correspondente ao

engolimento comporta-se de modo semelhante à curva de geração hidrelétrica, enquanto que a vazão vertida é nula em todo o horizonte de planejamento de curto prazo.

Figura 6.2: Volume armazenado, vazão turbinada e vazão vertida pra cada hora do dia seguinte - caso base.



Por fim, as informações computacionais para este caso base são apresentadas na Tabela 6.1. Note que embora a aplicação do modelo proposto ao sistema IEEE 24 barras apresente um considerável número de variáveis e restrições, a solução do problema inteiro misto é obtido em um tempo computacional satisfatório.

Tabela 6.1: Características da formulação - Caso base.

Número de variáveis		Número de restrições	Tempo de resolução (s)
Total	Binárias		
99973	1800	49511	3,33

6.2 Análise da qualidade da técnica proposta para a linearização da função de produção hidráulica

Para que o modelo de leilão proposto pudesse ser formulado como um problema de programação linear inteiro misto, algumas funções relativas à geração hidrelétrica foram linearizadas conforme discutido no Capítulo 5. Em especial destaca-se a linearização da função de produção hidráulica. Conforme já discutido, a geração hidráulica é uma função

não linear da altura de queda líquida e da vazão turbinada. Comumente, em modelos de planejamento da geração hidrelétrica formulados como problemas de otimização linear, esta função de produção hidráulica não linear é substituída por uma função linear, considerando, por exemplo, a altura de queda líquida constante e igual a altura de queda líquida efetiva. Deste modo, a geração hidráulica torna-se diretamente proporcional ao engolimento da usina, conforme descrito na Seção 5.1.7.5 do Capítulo 5, a qual é computacionalmente simples de ser tratada. Contudo, tal consideração pode levar a pontos de operação hidráulica não factíveis do ponto de vista físico de uma usina hidrelétrica e necessitar de ajustes futuros no despacho obtido. Assim, a fim de melhor representar a não linearidade da função de produção hidráulica, utiliza-se neste trabalho uma técnica de linearização baseada nos envelopes de McCormick [Pereira et al., 2017].

O objetivo desta seção é analisar a qualidade das formulações acima descritas, aplicadas ao modelo de leilão estocástico em dois estágios proposto neste trabalho. Para tal análise, foi utilizado o simulador hidráulico implantado no sistema HydroExpert [Cicogna, 2019].

Nesta seção, o modelo de leilão estocástico em dois estágios proposto neste trabalho é considerado em duas formulações. A primeira delas, denominada aqui de “Caso linear” considera a geração hidrelétrica como uma função linear da vazão turbinada. A segunda, denominada “Caso McCormick” considera a função produção hidráulica linearizada por meio dos envelopes de McCormick, conforme Pereira et al. [2017].

Primeiramente, o Caso McCormick é comparado ao Caso linear. As Tabelas 6.2 e 6.3 apresentam as características de ambas as formulações e do despacho hidráulico obtido nas soluções.

Tabela 6.2: Características das formulações - Estudo de caso 2.

Caso	Nº de variáveis		Nº de restrições	Tempo de resolução (s)
	Total	Binárias		
Linear	99181	1800	46871	6,31
McCormick	99973	1800	49511	3,50

Analisando a Tabela 6.2 pode-se notar que a técnica de linearização de McCormick aumenta a dimensão do problema, tanto em termos de números de variáveis, quanto em número de restrições, porém o tempo computacional de resolução é menor, quando com-

parado à representação linear da função de produção hidráulica. Assim, podemos notar que a estratégia de McCormick apresenta um desempenho computacional satisfatório.

Ao analisar o despacho hidráulico obtido, apresentado na Tabela 6.3, pode-se notar que a solução obtida pela formulação que utiliza a representação linear da função de produção hidráulica gera menos energia utilizando mais água, enquanto que na solução obtida pelo Caso McCormick mais energia é gerada utilizando menos recursos hídricos. Em ambas as soluções tem-se volumes finais semelhantes em seus reservatórios.

Tabela 6.3: Modelo de leilão do dia seguinte com representação linear da função de produção *versus* formulação utilizando o envelope de McCormick.

Caso	Hidro/Termo (MWh)	Turbinagem (m^3/s)	Volume (hm^3)
Linear	47966,59/23119,00	188794,69	29550,40
McCormick	48964,54/22255,37	173770,62	29550,13

A fim de verificar qual técnica de linearização fornece uma solução que mais se aproxima da operação real do sistema hidráulico, o despacho obtido para cada uma das abordagens (linear e de McCormick) foi simulado no simulador hidráulico do sistema Hydro-Exepert. Isso foi feito introduzindo neste sistema as decisões de defluência e vertimento, para que o sistema calculasse as gerações e vazões turbinadas de modo não linear. Em seguida, mediu-se o erro médio percentual entre o resultado obtido pelo simulador, em termos de potência e vazão, e as decisões obtidas utilizando-se as respectivas técnicas de linearização. Tais resultados são apresentados nas Tabela 6.4, para as usinas de reservatório da cascata hidráulica considerada.

Tabela 6.4: Comparação dos erros médios percentuais calculados a partir das soluções obtidas pelo simulador hidráulico e das obtidas por cada técnica de linearização da função de produção hidráulica

Usina	Erro geração hidrelétrica (%)		Erro vazão turbinada (%)	
	Caso Linear	Caso McCormick	Caso Linear	Caso McCormick
Jurumirim	9,3731	1,0538	3,3328	0,0009
Chavantes	2,2701	0,8234	0,2959	0,1009
Maua	0,2833	0,3271	2,4933	0,0001
Capivara	9,2255	3,7867	1,3558	0,0002

Para a usina Jurumirim podemos notar que o erro percentual médio obtido para a geração hidrelétrica é de aproximadamente 9%, utilizando-se a função de produção linear,

enquanto que a técnica de linearização que utiliza os envelopes de McCormick obteve erro médio percentual de aproximadamente 1%. Em termos da vazão turbinada, o erro obtido pela abordagem de McCormick é 0,0009%, enquanto que para a abordagem linear ultrapassa 3%. Quando analisados os resultados obtidos para as usinas Chavantes e Capivara também podemos notar que os erros médios percentuais obtidos pela estratégia linear são superiores aos obtidos pela estratégia de McCormick, tanto em termos da geração hidráulica quanto em termos da vazão turbinada. Analisando os resultados obtidos para a usina Mauá nota-se que em termos de geração hidráulica, o erro obtido pela abordagem de McCormick é superior ao obtido pelo Caso linear. Contudo, em termos da vazão turbinada, o erro obtido para o Caso linear é superior ao obtido pelo Caso McCormick.

Portanto, podemos verificar que a técnica de linearização baseada nos envelopes de McCormick representa a função de produção hidráulica de forma mais precisa quando comparada à representação linear, e consequentemente apresenta um melhor aproveitamento dos recursos hídricos.

6.3 Análise do impacto dos congestionamentos na transmissão

O objetivo desta seção é analisar o impacto dos congestionamentos nas soluções obtidas pelo modelo de leilão multiperíodo com coordenação estocástica em dois estágios. Para isto, um congestionamento artificial é gerado na linha de transmissão que conecta as barras 14 e 16 do sistema teste, reduzindo sua capacidade de transmissão de 5,0 p.u. para 4,0 p.u. Os resultados obtidos são comparados aos obtidos pelo Caso base, em que os congestionamentos não ocorrem.

A Tabela 6.5 apresenta os preços médios horários obtidos pela solução do modelo de leilão proposto para as situações sem e com congestionamento. As diferenças percentuais entre os preços obtidos é também mostrada nesta tabela. Percebe-se que as diferenças percentuais entre os preços são significativamente maiores para os períodos de pico de carga (períodos 14 e 19), nos quais os congestionamentos efetivamente ocorrem.

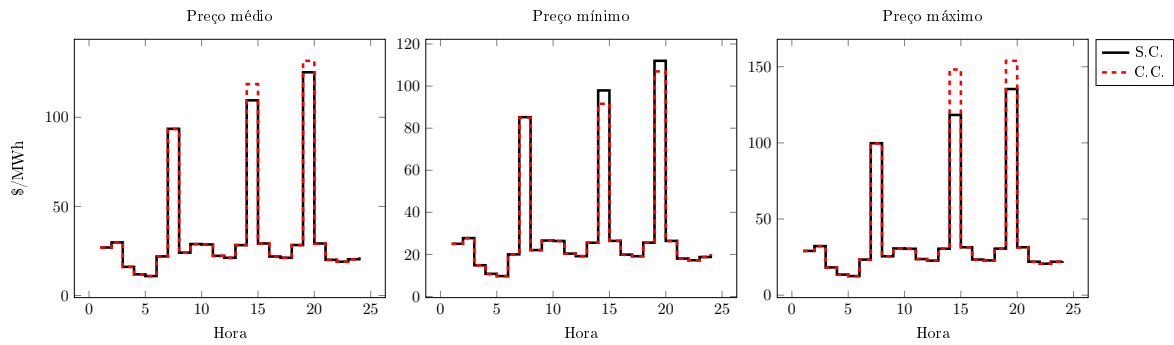
Os valores de preços médios, mínimos e máximos são mostrados no gráfico da Figura 6.3. Nota-se mais uma vez que os preços médios estão mais altos para a situação em que o sistema está congestionado (C.C. na Figura 6.3) se comparados à situação em que o

Tabela 6.5: Preço médio horário (\$/MWh)

Hora	Sem congestionamento	Com congestionamento	Diferença em %
1	26,92	26,87	-0,19
2	29,80	29,84	0,13
3	16,07	16,05	-0,12
4	11,75	12,00	2,13
5	10,90	10,89	-0,09
6	21,97	21,94	-0,14
7	93,63	93,63	0,00
8	24,06	24,00	-0,25
9	28,89	28,86	-0,10
10	28,75	28,64	-0,38
11	22,24	22,27	0,13
12	21,15	21,16	0,05
13	28,34	28,36	0,07
14	108,82	123,51	13,50
15	29,24	29,20	-0,14
16	21,89	21,87	-0,09
17	21,16	21,16	0,00
18	28,33	28,26	-0,25
19	125,25	132,49	5,78
20	29,19	29,20	0,03
21	20,02	20,02	0,00
22	18,98	18,96	-0,11
23	20,34	20,34	0,00
24	21,38	21,39	0,05
Média	33,71	34,62	0,8

sistema não apresenta congestionamentos (S.C. na Figura 6.3). Isto fica mais evidente para os horários de pico de carga (períodos 14 e 19). Conforme esperado, o mesmo ocorre para os preços máximos.

Figura 6.3: Preços médio, mínimo e máximo para cada hora do horizonte de planejamento de curto prazo.

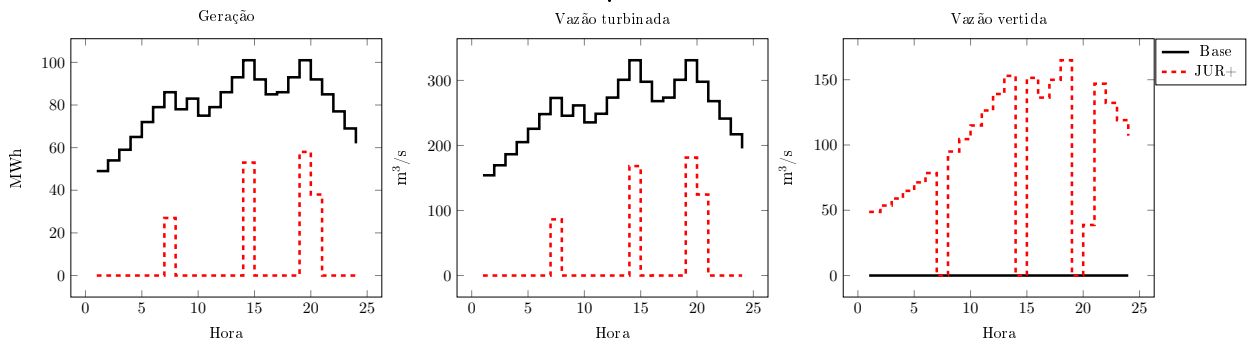


6.4 Análise do impacto das ofertas das usinas hidrelétricas no modelo de leilão estocástico proposto

O objetivo desta seção consiste em analisar o impacto das ofertas de geração das usinas hidrelétricas no mercado de eletricidade. Para isto, a Usina Jurumim teve suas ofertas acrescidas em 70%, tornando-se a usina mais cara do sistema de geração, superando até mesmo os lances das usinas termelétricas. Os resultados obtidos são comparados aos obtidos no Caso base, em que as ofertas das usinas hidrelétricas são todas idênticas e inferiores aos valores ofertados pelas usinas termelétricas.

Como já discutido anteriormente, no Caso base, as usinas termoelétricas, são utilizadas apenas para suprir a demanda não atendida pela geração hidrelétrica, uma vez que estas ofertam lances mais caros no mercado de eletricidade. A Figura 6.4 apresenta a geração hidrelétrica, a vazão turbinada e a vazão vertida totais do sistema para o Caso Base (descrito pela sigla Base na Figura 6.4) e o caso estudado nesta seção (descrito pela sigla JUR+ na Figura 6.4). Observando-se a Figura 6.4 nota-se que, o fato da usina Jurumirim ofertar os lances mais caros no mercado de eletricidade, faz com que esta usina permaneça desligada na maioria dos períodos do horizonte de planejamento de curto prazo, gerando apenas nos períodos em que sua operação é essencial para suprir a demanda, ou seja, nos períodos em que ocorrem os picos de consumo ao longo do dia.

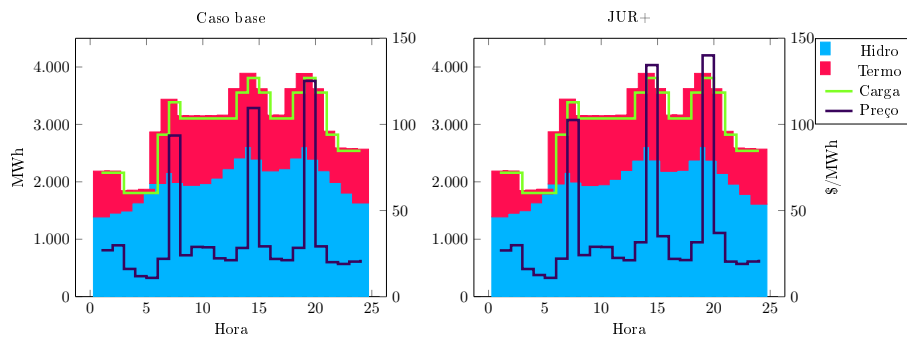
Figura 6.4: Geração hidrelétrica, vazões turbinada e vertida para a usina de Jurumirim nos dois casos estudados.



Em contrapartida, ao não ser despachada no mercado do dia seguinte, por ser a primeira usina da cascata hidráulica, a usina de Jurumirim é solicitada a verter água para que as usinas a jusante possam produzir a energia atendida no mercado *pool*. Isto fica evidente no gráfico que mostra as vazões vertidas ao longo do dia, também mostradas na Figura 6.4. Assim, nota-se um movimento de realocação de energia da usina mais cara do sistema (cujos preços ofertados no mercado são maiores) para as usinas mais baratas (cujos preços ofertados no mercado são menores).

A Figura 6.5 mostra a evolução das gerações totais das usinas hidrelétricas e termelétricas, bem como as cargas totais do sistema e preço médio horários ao longo do dia. A partir desta figura, é possível notar que os períodos em que a usina Jurumirim é solicitada a atender a demanda no mercado de energia, os preços médios se elevam, se comparados ao Caso base.

Figura 6.5: Geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e preço médio horário do sistema - caso de estudo 4



6.5 Comparações

Nesta seção, a estratégia de coordenação aqui proposta, inserida no modelo de leilão multiperíodo estocástico descrito no Capítulo 5, é comparada a três outras estratégias de coordenação de modelos de leilão de sistemas hidrotérmicos com os modelos de planejamento de médio prazo. Tais estratégias, denominadas de primal, dual e primal-dual são descritas em Bregadioli [2015] e Bregadioli et al. [2016], e consistem basicamente em inserir no modelo de leilão do dia seguinte informações primais e duais advindas do modelo de planejamento de médio prazo. Por outro lado, no modelo aqui proposto tais informações estão integradas em um único modelo. As formulações para as estratégias de coordenação primal, dual e primal dual são fornecidas no Apêndice B.

As comparações entre as abordagens de coordenação são feitas em duas instâncias:

1. Demanda fixa: nesta situação, a demanda é tratada como sendo inelástica, ou seja ela deve ser atendida integralmente;
2. Demanda elástica: nesta situação, a demanda fornece lances no mercado do dia seguinte. Assim sendo, como a demanda é inelástica, ela nem sempre é atendida integralmente.

Cada um destes casos é analisado para os diferentes modelos de coordenação descritos a seguir:

- I:** Caso base em que não existe a coordenação entre o leilão e os modelos de médio prazo;
- II:** Caso em que a coordenação é feita por meio da estratégia primal;
- III:** Caso em que a coordenação é feita por meio da estratégia dual;
- IV:** Caso em que a coordenação é feita por meio da estratégia primal-dual;
- V:** Caso em que a coordenação é feita por meio do modelo de leilão multiperíodo estocástico proposto.

6.5.1 Demanda fixa

Nesta situação os consumidores não fornecem lances no mercado do dia seguinte. Assim, a demanda fixa deve ser integralmente atendida ao longo do dia. Considera-se

que a demanda total a ser atendida ao longo do dia é igual 69942,43 MW. Os resultados obtidos para todas as estratégias de coordenação são mostrados na Tabela 6.6. Nesta tabela, p_h^G representa a geração hidrelétrica total do sistema, p_t^G representa a geração termelétrica total do sistema e v representa o volume total armazenado no sistema ao final do dia.

Tabela 6.6: Gerações hidrelétrica e termelétrica totais e volumes finais calculados por todos os modelos de coordenação investigados.

	p_h^G [MWh]	p_t^G [MWh]	v [hm ³]
I	59645,71	12549,82	29523,86
II	42364,62	28533,99	29577,93
III	59640,12	12549,49	29512,97
IV	44482,85	26486,19	29569,14
V	48964,54	22255,37	29550,13

Observando-se a Tabela 6.6, verifica-se que a estratégia I apresenta a maior participação da geração hidrelétrica na matriz energética. Isso ocorre porque esta estratégia despreza qualquer forma de coordenação hidrotérmica. Assim, busca utilizar o máximo de geração hidrelétrica possível, sem se preocupar com a coordenação dos recursos hídricos futuros. Deste modo, esta estratégia é “miope”, no que diz respeito a utilização dos recursos hidráulicos. Já a estratégia II, que estabelece metas de geração para o final do dia (coordenação primal), mostra-se a mais conservadora no sentido de utilização dos recursos hídricos, com a menor produção hidráulica durante o dia, e conseqüentemente, armazenando o maior volume ao final do dia. A estratégia III que utiliza a coordenação dual, apresenta resultados semelhantes aos obtidos pela estratégia I. Assim, a estratégia III é excessivamente flexível, e também se comporta como se nenhuma coordenação fosse necessária. A estratégia IV, que utiliza a coordenação primal-dual, se assemelha a estratégia mais conservadora (estratégia II) em termos de produção hidrelétrica.

A estratégia V aqui proposta representa a coordenação de forma integrada em seu modelo e pode ser considerada a referência de comparação para as demais estratégias. Nota-se que as gerações hidrelétricas fornecidas por esta estratégia, possuem valores intermediários entre aqueles obtidos pelas estratégias conservadoras (II e IV) e as mais flexíveis (I e III). É importante destacar que as estratégias II a IV consideram em suas formulações apenas as informações relacionadas a um único dia do horizonte de médio

prazo. Já a estratégia V, considera em sua formulação as informações relacionadas a todo o horizonte do modelo de médio prazo.

A Tabela 6.7 mostra os valores obtidos para a função de bem comum (descrito pela sigla *bc*) e o custo esperado futuro (descrito pela sigla *cf*) para todas as estratégias de coordenação investigadas. Percebe-se que os valores obtidos para o bem comum, para as Estratégias I e III são superiores. Entretanto, estes valores são artificialmente bons quando comparados aos demais, já que tais estratégias tendem a negligenciar a coordenação hidráulica, conforme já discutido. Por outro lado, os valores obtidos pelas estratégias II e IV são inferiores, se comparados aos demais. Isto ocorre devido à característica conservadora destas estratégias, que tendem a gerar mais energia de origem termelétrica, cujos valores de bem comum são geralmente menores.

Os valores de bem comum calculados pela estratégia V são os mais representativos, já que a coordenação adotada é mais precisa nesta estratégia. Assim, o valor de bem comum obtido por esta estratégia é o que mais se aproxima do valor real. Nota-se que esta estratégia calcula ainda os custos futuros, também mostrados na Tabela 6.7, o que não é possível para as demais estratégias de coordenação. Tal custo futuro corresponde à esperança matemática do problema de otimização associado ao segundo estágio.

Tabela 6.7: Função de bem comum e custo esperado futuro - demanda inelástica.

	<i>bc</i> [\$]	<i>cf</i> [\$]
I	1926642,47	-
II	1688433,89	-
III	1926311,29	-
IV	1731903,27	-
V	1790487,00	112132060,11

As informações computacionais, em termos de número de variáveis (Vars), número de variáveis binárias (Bin. Vars), número de restrições (Rest.) e tempo de resolução são apresentadas na Tabela 6.8, para as cinco abordagens de coordenação aqui estudadas. Observando estas informações, podemos notar que embora a estratégia de coordenação estocástica (Estratégia V) proposta neste trabalho aumente a dimensão do modelo de leilão, sua solução é obtida em um tempo computacional satisfatório, até mesmo inferior ao tempo obtido para as estratégias de coordenação que envolvem metas de geração (primal e primal-dual).

Tabela 6.8: Informações computacionais para o caso com demanda inelástica.

	Vars	Bin. Vars	Rest.	Tempo (s)
I	29593	1800	13896	1,51
II	29593	1800	13907	11,24
III	29593	1800	13896	1,16
IV	29593	1800	13918	14,09
V	99973	1800	49511	3,36

A fim de ilustrar o comportamento das curvas de geração hidrelétrica, termelétrica e de preço médio ao longo do horizonte de planejamento de curto prazo, os gráficos da Figura 6.6 são apresentados. Observando estes gráficos, conforme já discutido anteriormente, as estratégias I e III em geral negligenciam a coordenação hidrotérmica. Por esta razão, tendem a produzir a máxima geração hidrelétrica possível e, conseqüentemente, apresentam a menor complementação termelétrica. Com isto, a energia ao longo do dia torna-se mais barata. Em contrapartida, as estratégias II e IV consideram as metas de geração oriundas do planejamento do modelo de médio prazo, as quais preservam de maneira rígida os recursos hídricos, utilizando mais recursos termelétricos de geração. Com isto, a energia tende a se tornar mais cara ao longo do dia.

O modelo de leilão aqui proposto, que considera em sua formulação a coordenação estocástica por meio de um problema dois estágios (Estratégia V), ao levar em conta todo o horizonte de planejamento de médio prazo é capaz de utilizar os recursos hídricos hoje de maneira mais eficiente, sem utilizá-los de maneira exagerada ou controlada demais. A utilização dos recursos hídricos hoje, sem olhar para todo o horizonte de médio prazo pode levar a escassez de recursos hídricos no futuro (utilização exagerada), ou seja, se paga um preço caro no futuro por utilizar energia mais barata no presente. Já a utilização de recursos hídricos no curto prazo de maneira controlada demais pode exigir o vertimento futuro dos recursos armazenados hoje, o que apresenta um desperdício de energia armazenada em forma de água. Esta sensibilidade à utilização dos recursos hídricos hoje, levando em conta todo o horizonte de planejamento de médio prazo, é observada no gráfico de preços médios diários da Figura 6.6. Nota-se a elevação dos preços nos horários de pico durante o dia, quando analisada a Estratégia V. O comportamento do volume armazenado ao longo do dia, anteriormente discutido, pode ser melhor observado nos gráficos da Figura 6.7.

Figura 6.6: Geração hidrelétrica, termelétrica e preço médio pra cada hora do dia para o caso com a demanda inelástica.

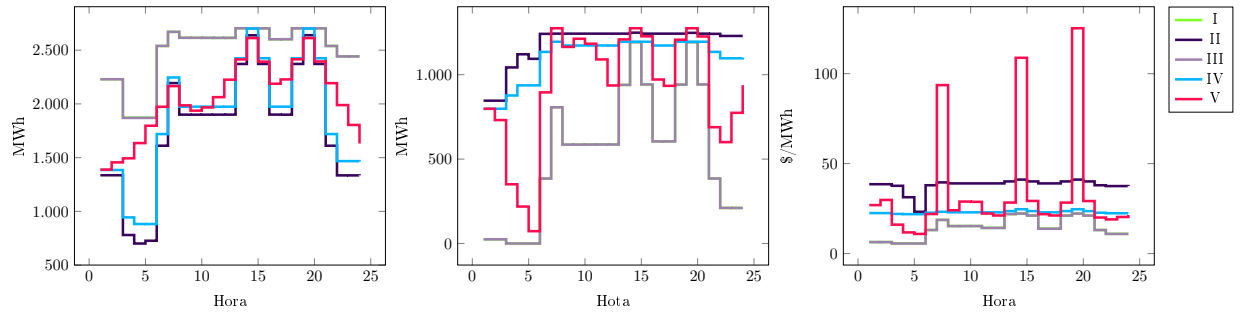
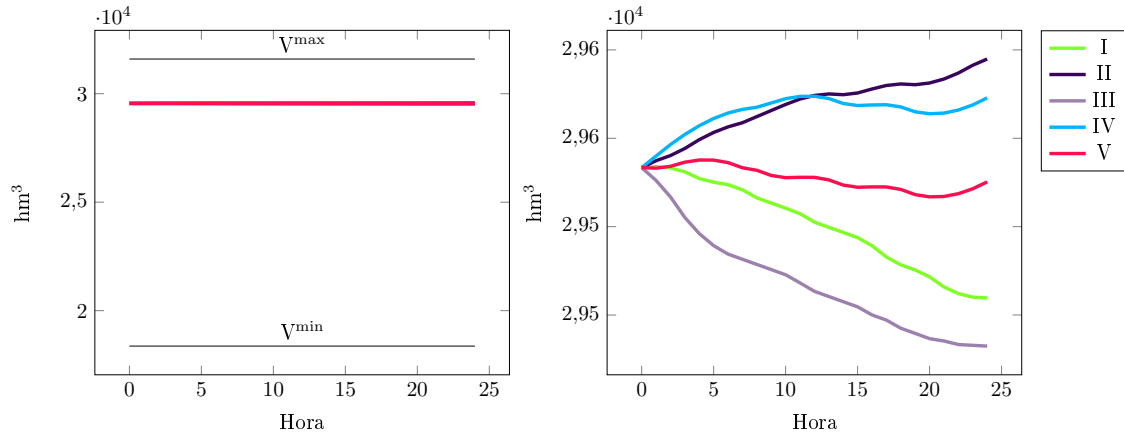


Figura 6.7: Volume armazenado no reservatório acoplado ao longo do dia para o caso em que a demanda é considerada inelástica.



6.5.2 Demanda elástica

Nesta situação os consumidores fornecem lances no mercado do dia seguinte. Assim, a demanda fixa não será necessariamente integralmente atendida ao longo do dia.

A geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e volume armazenado totais para o sistema considerado são apresentados na Tabela 6.9, para todas as estratégias de coordenação. Observando a demanda atendida, p^D , podemos notar que a menor demanda é obtida pela Estratégia V, proposta neste trabalho. Isto ocorre devido a relação custo benefício de se obter a energia no mercado do dia seguinte. Como discutido no caso em que a demanda é inelástica, ao levar em conta todo o horizonte de médio prazo, o modelo estocástico em dois estágios se torna mais sensível aos preços da energia, em especial nos períodos em que ocorrem os picos de carga. Assim, nos períodos em que a energia torna-se mais cara, o custo por adquirir a energia no mercado do dia seguinte pode exceder os benefícios advindos de sua aquisição. Por esta razão, a demanda pode decidir não adquirir

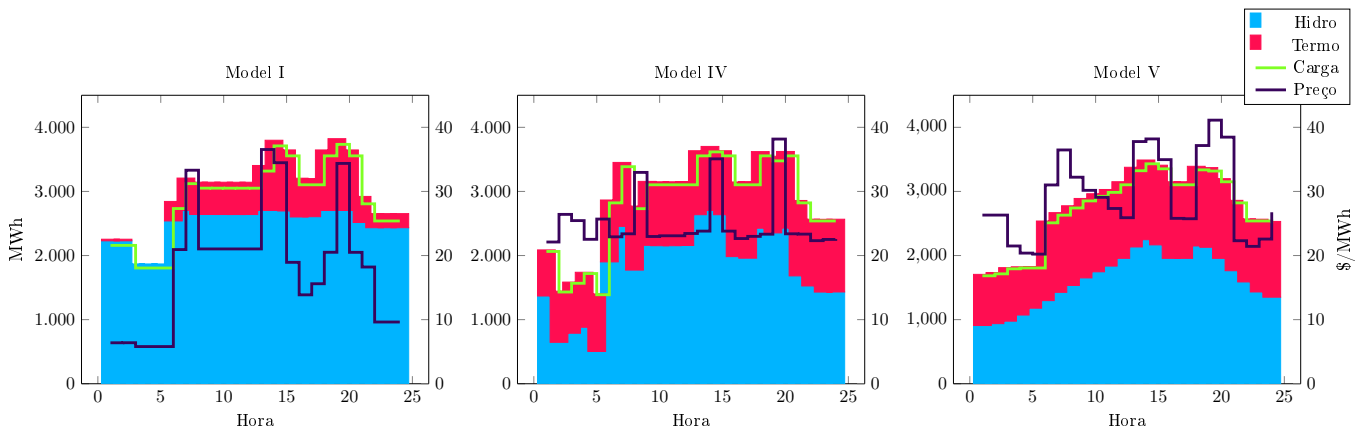
a energia no mercado do dia seguinte.

Tabela 6.9: Geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e volume armazenado para todos os modelos de coordenação considerando a demanda elástica.

	p_h^G [MWh]	p_t^G [MWh]	p^D [MWh]	v [hm ³]
I	59746,95	11399,54	68900,62	29521,47
II	42364,62	27490,65	68857,08	29576,13
III	59668,13	11123,62	68530,35	29511,47
IV	44135,77	24448,93	67481,53	29542,51
V	39344,93	26651,77	65070,59	29539,86

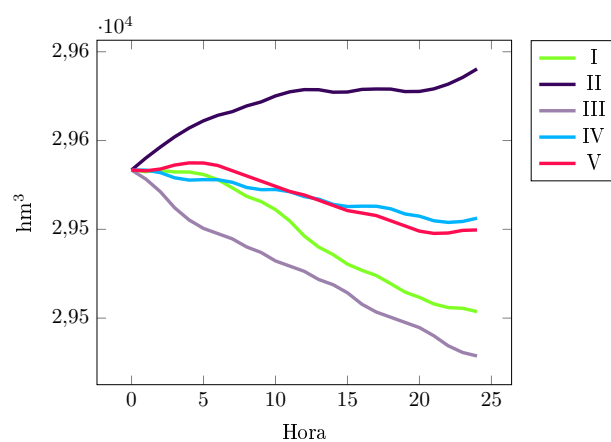
As curvas de geração hidrelétrica, termelétrica, demanda e preço médio para cada hora do dia seguinte são apresentas nos gráficos das Figura 6.8, para as Estratégias I (sem coordenação), IV (prima dual) e V (estocástica dois estágios proposta), as quais apresentam diferenças significativas em seus comportamentos. Nota-se que, ao analisar a Estratégia V, as curvas de geração e demanda apresentam um comportamento distinto das curvas geradas pelas Estratégias I e IV. É possível observar que as curvas apresentadas pela Estratégia V são mais bem comportadas e evitam grandes flutuações entre a produção hidrelétrica e termelétrica ao longo do dia.

Figura 6.8: Comparação das soluções obtidas pelas estratégias de coordenação I, IV e V considerando a demanda elástica.



O volume total armazenado ao longo do dia é apresentado no gráfico da Figura 6.9. Novamente observa-se que a Estratégia V, ao olhar para todo o horizonte de médio prazo, não utiliza os recursos hídricos nem de forma excessiva demais, nem controlada demais, quando comparada às demais estratégias de coordenação.

Figura 6.9: Volume total armazenado no sistema durante o horizonte de curto prazo para o caso em que a demanda é considerada elástica.



Conclusões

Neste trabalho propõe-se um modelo de leilão com coordenação estocástica em dois estágios para mercados de energia do dia seguinte de sistemas hidrotérmicos. A abordagem proposta considera em um único modelo as decisões de curto e médio prazo e as incertezas associadas às vazões afluentes são representadas por meio de um processo estocástico. No primeiro estágio, um modelo de leilão multiperíodo para o mercado de energia do dia seguinte obtém o despacho hidrotérmico da geração para cada hora do dia seguinte. No segundo estágio, um modelo de planejamento da geração de médio prazo estabelece as participações hidráulica e termelétrica para cada cenário de realização do processo estocástico associado às vazões afluentes futuras.

Os resultados numéricos computacionais foram obtidos para a cascata da Bacia do Paranapanema acoplada ao sistema 24 barras IEEE RTS-1996 considerando cinco estudos de caso. O primeiro estudo considera um caso base, com o objetivo de analisar o despacho da geração e os preços fornecidos para uma situação básica inicial. Os resultados obtidos para este caso são tomados como referência de comparação para os demais estudos. O segundo estudo analisa a qualidade da técnica de linearização da função de produção que utiliza os envelopes de McCormick. Os resultados obtidos mostram que tal técnica representa uma boa aproximação para a função de produção não linear. O impacto de congestionamentos nas linhas de transmissão é analisado no terceiro estudo de caso. Os resultados mostram, assim como esperado, que o modelo proposto é sensível a tais congestionamentos, o que culmina na elevação dos preços médios nodais nos períodos em que os congestionamentos efetivamente ocorrem. O impacto das ofertas submetidas pelas usinas hidrelétricas no mercado de eletricidade do dia seguinte é estudado no quarto caso.

Os resultados mostram o mecanismo de realocação de energia, em forma de água, das usinas hidrelétricas mais caras para as usinas hidrelétricas mais baratas. A comparação dos resultados obtidos pelo modelo de leilão com coordenação estocástica em dois estágios, proposto neste trabalho, com os obtidos pelas abordagens de coordenação primal, dual e primal-dual é realizada no quinto estudo de caso, em duas instâncias. A primeira considera a demanda inelástica, enquanto que a segunda considera a demanda elástica.

Os resultados obtidos no Capítulo 6 apontam que as decisões tomadas pelo OM no mercado de eletricidade de sistemas hidro-dominados precisam considerar alguma forma de coordenação hidrotérmica com as decisões futuras. A desconsideração da coordenação hidrotérmica nos modelos de leilão adotados nos mercados do dia seguinte pode levar a decisões que necessitem de ajustes futuros pelo OIS, a fim de garantir a segurança e confiabilidade do sistema.

O modelo de leilão proposto neste trabalho considera em sua formulação todo o horizonte de planejamento de médio prazo, por meio de um problema dois estágios. Ao levar em conta todo o horizonte de médio prazo, o modelo é capaz de utilizar os recursos hídricos de maneira mais eficiente, sem utilizá-los de maneira exagerada ou controlada demais. A utilização exagerada dos recursos hídricos hoje, ou seja, sem olhar para o futuro, pode levar a sua escassez. Consequentemente, a geração termelétrica será acionada em maior proporção, ou seja, se paga um preço caro no futuro por utilizar energia mais barata no presente. Por outro lado, a utilização de recursos hídricos no curto prazo de maneira controlada demais pode exigir o vertimento futuro dos recursos hídricos armazenados hoje, o que representa um desperdício de energia armazenada em forma de água.

As estratégias de coordenação baseadas nas informações primais e duais obtidas do modelo de planejamento de médio prazo, não levam em conta em sua formulação todo o horizonte de médio prazo, mas apenas um único dia. Além disso, uma vez que adota-se no médio prazo um problema estocástico, as metas de geração e as penalizações utilizadas nas estratégias de coordenação primal e/ou dual são valores esperados das informações primais e duais. Tais aspectos fazem com que as estratégias de coordenação que consideram as informações duais em sua formulação utilizem os recursos hídricos de maneira excessiva. Por outro lado, as estratégias que consideram as informações primais utilizam os recursos hídricos de maneira controlada demais. Embora os modelos de leilão que consideram em sua formulação a coordenação primal e/ou dual sejam considerados mais representativos,

quando comparados aos modelos que desconsideram a coordenação, a dificuldade em calibrar as metas e penalizações utilizadas em tais modelos pode levar ainda a soluções que necessitem de ajustes futuros pelo OIS.

O modelo de leilão proposto, além de levar em conta todo o horizonte de planejamento de médio prazo, por meio de um problema estocástico em dois estágios, não considera em sua formulação metas de geração ou penalizações. Assim, o modelo proposto é considerado como sendo a referência para as demais estratégias de coordenação. Os resultados mostram ainda que embora a abordagem estocástica do modelo de leilão proposto aumente consideravelmente a dimensão do problema, sua solução é obtida com um excelente desempenho computacional.

Como perspectiva de trabalhos futuros têm-se: o estudo de novas técnicas de linearização para representação dos aspectos hidráulicos envolvidos no modelo proposto; a inclusão de outras fontes renováveis para complementar a produção hidrotérmica, como por exemplo a eólica; o estudo de técnicas de geração e redução de cenários para representação da variável estocástica.

Bibliografia

- ABRADEE (2019). Setor elétrico. www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor. [Online; acessado em: 22-Junho-2019].
- ANEEL (2008). *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. 3ª Edição.
- Arroyo, J. & Conejo, A. (2002a). Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4), 1225–1231.
- Arroyo, J. M. & Conejo, A. J. (2002b). Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1225–1231).
- Birge, J. R. & Louveaux, F. (1997). *Introduction to stochastic programming*. New York: Springer- Verlag.
- Bregadioli, G. F. (2015). *Modelo de Leilão de Energia Multiperíodo com Representação da Transmissão e da Coordenação com o Médio Prazo para Sistemas Hidrotérmicos*. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia - UNESP, Bauru - SP.
- Bregadioli, G. F., Baptista, E. C., Nepomuceno, L., Balbo, A. R., & Soler, E. M. (2016). Medium-term coordination in a network-constrained multi-period auction model for day-ahead markets of hydrothermal systems. *Electrical Power and Energy Systems*, 86, 474 – 483.
- CCEE (2019). Câmara de comercialização de energia elétrica. www.ccee.org.br. [Online; acessado em: 22-junho-2019].
- Cicogna, M. A. (1999). Modelo de planejamento da operação energetica de sistemas hidrotermicos a usinas individualizadas orientado por objetos.

- Cicogna, M. A. (2019). Company | HydroByte Software.
- COMERC (2019). ComercEnergia-Comercializadora de Energia. <http://www.comerc.com.br/>. [Online; acessado em: 21-Junho-2019].
- Conejo, A., Galiana, F., Arroyo, J., Garcia-Bertrand, R., Chua, C. W., & Huneault, M. (2003). Economic inefficiencies and cross-subsidies in an auction-based electricity pool. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), 221–228.
- Conejo, A. J., Carrión, M., & Morales, J. M. (2010). *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, volume 153 of *International Series in Operations Research & Management Science*. Boston, MA: Springer US.
- CPFL (2019a). CPFL Brasil Comercializadora de Energia. <http://www.cpfl.com.br/unidades-de-negocios/comercializacao/Paginas/default.aspx>. [Online; acessado em: 21-Junho-2019].
- CPFL (2019b). CPFL Distribuidora de Energia. <http://www.cpfl.com.br/unidades-de-negocios/distribuicao/Paginas/default.aspx>. [Online; acessado em: 21-Junho-2019].
- Dombrowski, J. (2017). McCormick envelopes.
- ENERGISA (2019). Comercializadora Energisa. <http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/home.aspx>. [Online; acessado em: 21-Junho-2019].
- ENERGY, T. (2019). Trade Energy Comercializadora de Energia. <http://www.tradeenergy.com.br/>. [Online; acessado em: 21-Junho-2019].
- EPE (2019). Empresa de pesquisa energética. www.epe.gov.br. [Online; acessado em: 22-junho-2019].
- Gonçalves, E., Balbo, A. R., da Silva, D. N., Nepomuceno, L., Baptista, E. C., & Soler, E. M. (2019). Deterministic approach for solving multi-objective non-smooth Environmental and Economic dispatch problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 104, 880–897.
- Grigg, C., P.Wong, Albrecht, P., Allan, R., Bhavaraju, M., Billinton, R., Chen, ., Fong, C., Haddad, S., Kuruganty, S., Li, W., Mukerji, R., Patton, D., Rau, N., Reppen,

- D., Schneider, A., Shaliidehpour., M., & Singh, C. (1999). The ieee reliability test system-1996. *IEEE Transactions on Power Systems*, (3), 1010–1020.
- Helseth, A., Mo, B., & Warland, G. (2010). Long-term scheduling of hydro-thermal power systems using scenario fans. *Energy Systems*, 1(4), 377–391.
- Li, C., Johnson, R., & Svoboda, A. (1997). A new unit commitment method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1), 113–119.
- M.M.E. (2001). *Projeto RESEB-COM - Sumário Executivo das Sugestões*. Secretaria de Energia-Departamento Nacional de Política Energética.
- Motto, A., Galiana, F., Conejo, A., & Arroyo, J. (2002a). Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 646–653.
- Motto, A. L., Galiana, F. D., Conejo, A. J., & Arroyo, J. M. (2002b). Network-constrained multiperiod auction for pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 646–653).
- Nepomuceno, L. (2014). *Modelos de Leilão Multiperíodo em Mercados de Energia do Dia Seguinte de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese de livre-docência, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho".
- Oliveira, A. R. L., Soares, S., & Nepomuceno, L. (2005). Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(2), 91–99.
- ONS (2019a). Agentes de Distribuição. <http://www.ons.org.br/>. [Online; acessado em: 21-Junho-2019].
- ONS (2019b). Agentes de Transmissão. <http://www.ons.org.br/>. [Online; acessado em: 21-Junho-2019].
- ONS (2019). Operador nacional do sistema elétrico. www.ons.org.br. [Online; acessado em: 22-junho-2019].
- Padhy, N. (2004). Unit commitment-a bibliographical survey. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), 1196–1205.

- Pereira, A. C., Oliveira, A. Q. d., Baptista, E. C., Balbo, A. R., Soler, E. M., & Nepomuceno, L. (2017). Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6), 4501–4514.
- Pereira, M. & Pinto, L. (1982). A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101(10), 3851–3860.
- Prékopa, A. (1995). *Stochastic programming*. Springer.
- Relatório Técnico (2001). *Manual de Referência – Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro.
- Renaud, A. (1993). Daily generation management at Electricite de France: from planning towards real time. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 38(7), 1080–1093.
- Reneses, J., Centeno, E., & Barquin, J. (2006). Coordination between medium-term generation planning and short-term operation in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1), 43–52.
- Soares, S. & Salmazo, C. T. (1997). Minimum loss predispach model for hydroelectric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1220–1228).
- Soares Filho, S. (1987). Planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos. *SBA: Controle de Automação*, 1(2), 122–131.
- Wallace, S. W. & Fleten, S.-E. (2003). Stochastic programming models in energy. In *Stochastic Programming*, volume 10 of *Handbooks in Operations Research and Management Science* (pp. 637 – 677). Elsevier.
- WASHINGTON, U. (2019). Sistema *Reliability Test System* (RTS) - 1979. www.ee.washington.edu/research/pstca/rts/pg_tcarts.htm. [Online; acessado em: 30-Junho-2019].

Apêndice A

Dados do sistema de 24 barras

Apresentam-se neste apêndice os dados referentes ao sistema teste utilizado, que é baseado no sistema IEEE de 24 barras [Grigg et al., 1999].

A.1 Demanda

O sistema possui 17 unidades de demanda, cujo mapeamento é apresentado pela Tabela A.1.

Tabela A.1: Mapeamento das demandas nas barras do sistema.

Unidade i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Barra k	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	13	14	15	16	18	19	20

Cada unidade de demanda i submete no mercado de eletricidade três blocos de potência para cada período t , cujos preços são apresentados nas Tabelas A.2, A.3 e A.4, respectivamente para os blocos 1, 2 e 3. O tamanho de cada um dos blocos de potência submetidos são apresentados nas Tabelas A.5, A.6 e A.7, respectivamente.

A demanda considerada no planejamento de médio prazo é apresentada na Tabela ??.

A demanda considerada no planejamento de longo prazo é apresentada na Tabela ??.

A.2 Geração

O sistema gerador é composto por 25 unidades geradoras, das quais 11 são hidrelétricas (JUR, PJU, CHV, OUR, SAG, CN2, CN1, CPV, TAQ, ROS e MAU) e 11 são termelétricas

(unidades JT1-JT14). A Tabela A.9 apresenta o mapeamento das unidades geradoras nas barras do sistema.

Cada unidade de geração j oferta quatro blocos de geração no mercado de eletricidade para cada período t . O tamanho de cada um dos blocos m de potência é apresentado na Tabela A.10 e os respectivos preços são apresentados na Tabela A.11.

Os dados referentes às unidades de geração termelétrica são apresentados na Tabela A.12. Os coeficientes A , B e C da função quadrática do custo de produção adotada no modelo de médio prazo são encontrados na Tabela A.13.

Os dados referentes às unidades de geração hidrelétrica são apresentados nas Tabelas A.14 e A.15.

O conjunto W dos cenários das afluições aos reservatórios de cada usina hidrelétrica j foi obtido com base nas séries históricas brasileiras da vazões afluentes naturais, as quais podem obtidas no Software Hydro Data XP [Cicogna, 2019].

As metas e penalizações utilizadas nas coordenação primal, dual e primal-dual são apresentadas na Tabela (A.16).

A.3 Transmissão

O sistema possui 34 linhas de transmissão, cujas condutâncias, susceptâncias e capacidades podem ser obtidas em WASHINGTON [2019]. Os valores das condutâncias e susceptâncias são definidos em pu em uma base de 100 MVA.

Tabela A.2: Preço submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t - Bloco 1 [\$/MWh].

Período	Unidade																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	27,36	27,37	27,07	28	27,84	27,96	28,6	28,98	27,41	27,53	26,9	26,94	26,03	26,09	25,49	26,2	26,09
2	27,36	27,37	27,07	28	27,84	27,96	28,6	28,98	27,41	27,53	26,9	26,94	26,03	26,09	25,49	26,2	26,09
3	27,36	27,37	27,07	28	27,84	27,96	28,6	28,98	27,41	27,53	26,9	26,94	26,03	26,09	25,49	26,2	26,09
4	27,36	27,37	27,07	28	27,84	27,96	28,6	28,98	27,41	27,53	26,9	26,94	26,03	26,09	25,49	26,2	26,09
5	27,36	27,37	27,07	28	27,84	27,96	28,6	28,98	27,41	27,53	26,9	26,94	26,03	26,09	25,49	26,2	26,09
6	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
7	37,62	37,64	37,22	38,49	38,28	38,45	39,32	39,85	37,69	37,85	36,99	37,04	35,79	35,87	35,05	36,02	35,87
8	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
9	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
10	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
11	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
12	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
13	42,75	42,77	42,3	43,74	43,5	43,69	44,68	45,28	42,83	43,01	42,04	42,09	40,67	40,76	39,83	40,93	40,76
14	42,75	42,77	42,3	43,74	43,5	43,69	44,68	45,28	42,83	43,01	42,04	42,09	40,67	40,76	39,83	40,93	40,76
15	42,75	42,77	42,3	43,74	43,5	43,69	44,68	45,28	42,83	43,01	42,04	42,09	40,67	40,76	39,83	40,93	40,76
16	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
17	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
18	42,75	42,77	42,3	43,74	43,5	43,69	44,68	45,28	42,83	43,01	42,04	42,09	40,67	40,76	39,83	40,93	40,76
19	42,75	42,77	42,3	43,74	43,5	43,69	44,68	45,28	42,83	43,01	42,04	42,09	40,67	40,76	39,83	40,93	40,76
20	42,75	42,77	42,3	43,74	43,5	43,69	44,68	45,28	42,83	43,01	42,04	42,09	40,67	40,76	39,83	40,93	40,76
21	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
22	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
23	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61
24	34,2	34,21	33,84	34,99	34,8	34,95	35,74	36,22	34,26	34,41	33,63	33,67	32,54	32,61	31,86	32,74	32,61

Tabela A.3: Preço submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t - Bloco 2 [\$/MWh].

Período	Unidade																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	24.88	24.89	24.61	25.45	25.31	25.42	26	26.35	24.91	25.02	24.46	24.49	23.66	23.72	23.17	23.82	23.71
2	24.88	24.89	24.61	25.45	25.31	25.42	26	26.35	24.91	25.02	24.46	24.49	23.66	23.72	23.17	23.82	23.71
3	24.88	24.89	24.61	25.45	25.31	25.42	26	26.35	24.91	25.02	24.46	24.49	23.66	23.72	23.17	23.82	23.71
4	24.88	24.89	24.61	25.45	25.31	25.42	26	26.35	24.91	25.02	24.46	24.49	23.66	23.72	23.17	23.82	23.71
5	24.88	24.89	24.61	25.45	25.31	25.42	26	26.35	24.91	25.02	24.46	24.49	23.66	23.72	23.17	23.82	23.71
6	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
7	34.2	34.22	33.84	35	34.8	34.95	35.76	36.23	34.25	34.4	33.63	33.68	32.54	32.62	31.86	32.75	32.6
8	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
9	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
10	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
11	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
12	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
13	38.87	38.89	38.46	39.77	39.54	39.71	40.63	41.18	38.92	39.09	38.21	38.27	36.97	37.07	36.21	37.22	37.05
14	38.87	38.89	38.46	39.77	39.54	39.71	40.63	41.18	38.92	39.09	38.21	38.27	36.97	37.07	36.21	37.22	37.05
15	38.87	38.89	38.46	39.77	39.54	39.71	40.63	41.18	38.92	39.09	38.21	38.27	36.97	37.07	36.21	37.22	37.05
16	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
17	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
18	38.87	38.89	38.46	39.77	39.54	39.71	40.63	41.18	38.92	39.09	38.21	38.27	36.97	37.07	36.21	37.22	37.05
19	38.87	38.89	38.46	39.77	39.54	39.71	40.63	41.18	38.92	39.09	38.21	38.27	36.97	37.07	36.21	37.22	37.05
20	38.87	38.89	38.46	39.77	39.54	39.71	40.63	41.18	38.92	39.09	38.21	38.27	36.97	37.07	36.21	37.22	37.05
21	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
22	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
23	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64
24	31.1	31.11	30.77	31.82	31.64	31.77	32.51	32.94	31.14	31.28	30.57	30.62	29.58	29.66	28.96	29.78	29.64

Tabela A.4: Preço submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t - Bloco 3 [\$/MWh].

Período	Unidade																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	22.38	22.39	22.15	22.9	22.78	22.87	23.4	23.71	22.42	22.51	22.01	22.03	21.29	21.35	20.84	21.43	21.35
2	22.38	22.39	22.15	22.9	22.78	22.87	23.4	23.71	22.42	22.51	22.01	22.03	21.29	21.35	20.84	21.43	21.35
3	22.38	22.39	22.15	22.9	22.78	22.87	23.4	23.71	22.42	22.51	22.01	22.03	21.29	21.35	20.84	21.43	21.35
4	22.38	22.39	22.15	22.9	22.78	22.87	23.4	23.71	22.42	22.51	22.01	22.03	21.29	21.35	20.84	21.43	21.35
5	22.38	22.39	22.15	22.9	22.78	22.87	23.4	23.71	22.42	22.51	22.01	22.03	21.29	21.35	20.84	21.43	21.35
6	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
7	30.77	30.79	30.46	31.48	31.32	31.45	32.17	32.6	30.82	30.95	30.26	30.29	29.27	29.35	28.66	29.47	29.35
8	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
9	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
10	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
11	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
12	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
13	34.97	34.99	34.61	35.78	35.59	35.74	36.56	37.05	35.03	35.17	34.39	34.42	33.26	33.36	32.57	33.49	33.36
14	34.97	34.99	34.61	35.78	35.59	35.74	36.56	37.05	35.03	35.17	34.39	34.42	33.26	33.36	32.57	33.49	33.36
15	34.97	34.99	34.61	35.78	35.59	35.74	36.56	37.05	35.03	35.17	34.39	34.42	33.26	33.36	32.57	33.49	33.36
16	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
17	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
18	34.97	34.99	34.61	35.78	35.59	35.74	36.56	37.05	35.03	35.17	34.39	34.42	33.26	33.36	32.57	33.49	33.36
19	34.97	34.99	34.61	35.78	35.59	35.74	36.56	37.05	35.03	35.17	34.39	34.42	33.26	33.36	32.57	33.49	33.36
20	34.97	34.99	34.61	35.78	35.59	35.74	36.56	37.05	35.03	35.17	34.39	34.42	33.26	33.36	32.57	33.49	33.36
21	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
22	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
23	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69
24	27.98	27.99	27.69	28.62	28.47	28.59	29.25	29.64	28.02	28.14	27.51	27.54	26.61	26.69	26.06	26.79	26.69

Tabela A.5: Tamanho do Bloco 1 de potência submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t [MW].

Período	Unidade																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	71,88	64,5	119,8	49,26	47,26	90,53	83,2	113,81	116,48	129,79	176,38	129,12	210,98	66,57	221,62	120,47	85,2
2	71,88	64,5	119,8	49,26	47,26	90,53	83,2	113,81	116,48	129,79	176,38	129,12	210,98	66,57	221,62	120,47	85,2
3	60,13	53,96	100,22	41,21	39,54	75,73	69,6	95,21	97,44	108,58	147,56	108,02	176,51	55,68	185,41	100,79	71,27
4	60,13	53,96	100,22	41,21	39,54	75,73	69,6	95,21	97,44	108,58	147,56	108,02	176,51	55,68	185,41	100,79	71,27
5	60,13	53,96	100,22	41,21	39,54	75,73	69,6	95,21	97,44	108,58	147,56	108,02	176,51	55,68	185,41	100,79	71,27
6	93,96	84,31	156,6	64,39	61,78	118,33	108,76	148,77	152,26	169,65	230,56	168,79	275,8	87,01	289,71	157,48	111,37
7	112,75	101,18	187,92	77,27	74,13	142	130,51	178,52	182,72	203,58	276,68	202,55	330,96	104,42	347,65	188,98	133,64
8	103,36	92,75	172,26	70,82	67,95	130,17	119,63	163,65	167,49	186,62	253,62	185,66	303,37	95,71	318,68	173,23	122,5
9	103,36	92,75	172,26	70,82	67,95	130,17	119,63	163,65	167,49	186,62	253,62	185,66	303,37	95,71	318,68	173,23	122,5
10	103,36	92,75	172,26	70,82	67,95	130,17	119,63	163,65	167,49	186,62	253,62	185,66	303,37	95,71	318,68	173,23	122,5
11	103,36	92,75	172,26	70,82	67,95	130,17	119,63	163,65	167,49	186,62	253,62	185,66	303,37	95,71	318,68	173,23	122,5
12	103,36	92,75	172,26	70,82	67,95	130,17	119,63	163,65	167,49	186,62	253,62	185,66	303,37	95,71	318,68	173,23	122,5
13	118,39	106,23	197,32	81,13	77,84	149,1	137,04	187,45	191,85	213,76	290,51	212,67	347,51	109,63	365,03	198,43	140,32
14	126,85	113,82	211,41	86,92	83,4	159,75	146,82	200,84	205,55	229,03	311,26	227,86	372,32	117,47	391,11	212,6	150,34
15	118,39	106,23	197,32	81,13	77,84	149,1	137,04	187,45	191,85	213,76	290,51	212,67	347,51	109,63	365,03	198,43	140,32
16	103,36	92,75	172,26	70,82	67,95	130,17	119,63	163,65	167,49	186,62	253,62	185,66	303,37	95,71	318,68	173,23	122,5
17	103,36	92,75	172,26	70,82	67,95	130,17	119,63	163,65	167,49	186,62	253,62	185,66	303,37	95,71	318,68	173,23	122,5
18	118,39	106,23	197,32	81,13	77,84	149,1	137,04	187,45	191,85	213,76	290,51	212,67	347,51	109,63	365,03	198,43	140,32
19	126,85	113,82	211,41	86,92	83,4	159,75	146,82	200,84	205,55	229,03	311,26	227,86	372,32	117,47	391,11	212,6	150,34
20	118,39	106,23	197,32	81,13	77,84	149,1	137,04	187,45	191,85	213,76	290,51	212,67	347,51	109,63	365,03	198,43	140,32
21	93,96	84,31	156,6	64,39	61,78	118,33	108,76	148,77	152,26	169,65	230,56	168,79	275,8	87,01	289,71	157,48	111,37
22	84,56	75,88	140,94	57,95	55,6	106,5	97,88	133,89	137,03	152,69	207,5	151,91	248,22	78,31	260,74	141,73	100,23
23	84,56	75,88	140,94	57,95	55,6	106,5	97,88	133,89	137,03	152,69	207,5	151,91	248,22	78,31	260,74	141,73	100,23
24	84,56	75,88	140,94	57,95	55,6	106,5	97,88	133,89	137,03	152,69	207,5	151,91	248,22	78,31	260,74	141,73	100,23

Tabela A.6: Tamanho do Bloco 2 de potência submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t [MW].

Período	Unidade																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	4,96	4,45	8,26	3,39	3,26	6,24	5,73	7,85	8,03	8,95	12,16	8,9	14,55	4,58	15,28	8,3	5,87							
2	4,96	4,45	8,26	3,39	3,26	6,24	5,73	7,85	8,03	8,95	12,16	8,9	14,55	4,58	15,28	8,3	5,87							
3	4,15	3,72	6,91	2,84	2,72	5,22	4,8	6,57	6,72	7,49	10,17	7,44	12,17	3,84	12,79	6,95	4,91							
4	4,15	3,72	6,91	2,84	2,72	5,22	4,8	6,57	6,72	7,49	10,17	7,44	12,17	3,84	12,79	6,95	4,91							
5	4,15	3,72	6,91	2,84	2,72	5,22	4,8	6,57	6,72	7,49	10,17	7,44	12,17	3,84	12,79	6,95	4,91							
6	6,48	5,81	10,8	4,44	4,26	8,15	7,5	10,26	10,49	11,7	15,89	11,64	19,02	5,99	19,98	10,85	7,68							
7	7,78	6,98	12,96	5,33	5,11	9,78	9	12,31	12,59	14,04	19,07	13,97	22,82	7,19	23,98	13,02	9,22							
8	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44							
9	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44							
10	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44							
11	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44							
12	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44							
13	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67							
14	8,75	7,85	14,58	5,99	5,74	11,01	10,13	13,85	14,17	15,8	21,46	15,71	25,67	8,09	26,97	14,65	10,37							
15	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67							
16	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44							
17	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44							
18	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67							
19	8,75	7,85	14,58	5,99	5,74	11,01	10,13	13,85	14,17	15,8	21,46	15,71	25,67	8,09	26,97	14,65	10,37							
20	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67							
21	6,48	5,81	10,8	4,44	4,26	8,15	7,5	10,26	10,49	11,7	15,89	11,64	19,02	5,99	19,98	10,85	7,68							
22	5,83	5,23	9,72	4	3,83	7,34	6,75	9,23	9,44	10,53	14,3	10,48	17,12	5,39	17,98	9,77	6,91							
23	5,83	5,23	9,72	4	3,83	7,34	6,75	9,23	9,44	10,53	14,3	10,48	17,12	5,39	17,98	9,77	6,91							
24	5,83	5,23	9,72	4	3,83	7,34	6,75	9,23	9,44	10,53	14,3	10,48	17,12	5,39	17,98	9,77	6,91							

Tabela A.7: Tamanho do Bloco 3 de potência submetido no mercado de eletricidade por cada demanda i e período t [MW].

Período	Unidade																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	4,96	4,45	8,26	3,39	3,26	6,24	5,73	7,85	8,03	8,95	12,16	8,9	14,55	4,58	15,28	8,3	5,87
2	4,96	4,45	8,26	3,39	3,26	6,24	5,73	7,85	8,03	8,95	12,16	8,9	14,55	4,58	15,28	8,3	5,87
3	4,15	3,72	6,91	2,84	2,72	5,22	4,8	6,57	6,72	7,49	10,17	7,44	12,17	3,84	12,79	6,95	4,91
4	4,15	3,72	6,91	2,84	2,72	5,22	4,8	6,57	6,72	7,49	10,17	7,44	12,17	3,84	12,79	6,95	4,91
5	4,15	3,72	6,91	2,84	2,72	5,22	4,8	6,57	6,72	7,49	10,17	7,44	12,17	3,84	12,79	6,95	4,91
6	6,48	5,81	10,8	4,44	4,26	8,15	7,5	10,26	10,49	11,7	15,89	11,64	19,02	5,99	19,98	10,85	7,68
7	7,78	6,98	12,96	5,33	5,11	9,78	9	12,31	12,59	14,04	19,07	13,97	22,82	7,19	23,98	13,02	9,22
8	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44
9	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44
10	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44
11	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44
12	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44
13	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67
14	8,75	7,85	14,58	5,99	5,74	11,01	10,13	13,85	14,17	15,8	21,46	15,71	25,67	8,09	26,97	14,65	10,37
15	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67
16	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44
17	7,13	6,4	11,88	4,88	4,68	8,97	8,24	11,29	11,55	12,87	17,49	12,8	20,92	6,6	21,98	11,94	8,44
18	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67
19	8,75	7,85	14,58	5,99	5,74	11,01	10,13	13,85	14,17	15,8	21,46	15,71	25,67	8,09	26,97	14,65	10,37
20	8,16	7,32	13,61	5,59	5,36	10,27	9,44	12,93	13,22	14,74	20,02	14,66	23,96	7,55	25,17	13,67	9,67
21	6,48	5,81	10,8	4,44	4,26	8,15	7,5	10,26	10,49	11,7	15,89	11,64	19,02	5,99	19,98	10,85	7,68
22	5,83	5,23	9,72	4	3,83	7,34	6,75	9,23	9,44	10,53	14,3	10,48	17,12	5,39	17,98	9,77	6,91
23	5,83	5,23	9,72	4	3,83	7,34	6,75	9,23	9,44	10,53	14,3	10,48	17,12	5,39	17,98	9,77	6,91
24	5,83	5,23	9,72	4	3,83	7,34	6,75	9,23	9,44	10,53	14,3	10,48	17,12	5,39	17,98	9,77	6,91

Tabela A.8: Demanda a ser atendida em cada mês do horizonte de médio prazo.

Mês	1.	2	3	4	5	6
Carga[MW]	1900,5	1873,4	1832,6	1819,1	1791,9	1764,8
Mês	7	8	9	10	11	12
Carga [MW]	1778,3	1805,5	1832,6	1846,2	1859,8	1873,4

Tabela A.9: Mapeamento das usinas hidrelétricas e termelétricas nas barras do sistema.

Unidade i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Barra k	16	16	23	16	15	15	15	18	21	22	23	1	1
Unidade i	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Barra k	1	1	2	2	2	2	7	7	7	13	13	13	

Tabela A.10: Tamanho de cada bloco m de potência ofertado por cada gerador j em todos os períodos t [MW].

Unidade	Períodos 1 - 24			
	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
JUR	35,34	35,34	15,14	15,14
PJU	27,97	27,97	11,99	11,99
CHV	144,84	144,84	62,08	62,08
OUR	15,45	15,45	6,62	6,62
SAG	25,9	25,9	11,1	11,1
CN2	25,14	25,14	10,77	10,77
CN1	28,88	28,88	12,38	12,38
CPV	216,23	216,23	92,67	92,67
TAQ	183,6	183,6	78,69	78,69
ROS	123,99	123,99	53,14	53,14
MAU	122,93	122,93	52,68	52,68
JT1	6	6	4	4
JT2	6	6	4	4
JT3	22,8	22,8	15,2	15,2
JT4	22,8	22,8	15,2	15,2
JT5	6	6	4	4
JT6	6	6	4	4
JT7	22,8	22,8	15,2	15,2
JT8	22,8	22,8	15,2	15,2
JT9	25	25	30	20
JT10	25	25	30	20
JT11	25	25	30	20
JT12	68,95	49,25	39,4	39,4
JT13	68,95	49,25	39,4	39,4
JT14	68,95	49,25	39,4	39,4

Tabela A.11: Preço de cada bloco m de potência ofertado por cada gerador j em todos os períodos t [\$/MWh].

Unidade	Períodos 1 - 24			
	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
JUR	4,96	5,12	5,34	5,63
PJU	4,96	5,12	5,34	5,63
CHV	4,96	5,12	5,34	5,63
OUR	4,96	5,12	5,34	5,63
SAG	4,96	5,12	5,34	5,63
CN2	4,96	5,12	5,34	5,63
CN1	4,96	5,12	5,34	5,63
CPV	4,96	5,12	5,34	5,63
TAQ	4,96	5,12	5,34	5,63
ROS	4,96	5,12	5,34	5,63
MAU	4,96	5,12	5,34	5,63
JT1	29,58	30,42	42,82	43,28
JT2	29,58	30,42	42,82	43,28
JT3	11,46	11,96	13,89	15,97
JT4	11,46	11,96	13,89	15,97
JT5	29,58	30,42	42,82	43,28
JT6	29,58	30,42	42,82	43,28
JT7	11,46	11,96	13,89	15,97
JT8	11,46	11,96	13,89	15,97
JT9	18,6	20,03	21,67	22,72
JT10	18,6	20,03	21,67	22,72
JT11	18,6	20,03	21,67	22,72
JT12	19,2	20,32	21,22	22,13
JT13	19,2	20,32	21,22	22,13
JT14	19,2	20,32	21,22	22,13

Tabela A.12: Dados das unidades de geração termelétricas.

Unidade j	X_j^0	S_j^0	U_j^0	DT_j	UT_j	RD_j, RU_j, SD_j, SU_j [MWh]	$C_j^0, C_j^{SD}, C_j^{SU}$ [\$]
JT1,2,5,6	0	12	0	1	1	20	0
JT3,4,7,8	1	0	10	4	8	76	0
JT9	1	0	6	8	8	100	0
JT10	0	5	0	8	8	100	0
JT11	0	3	0	8	8	100	0
JT12	1	0	14	10	12	197	0
JT13	0	8	0	10	12	197	0
JT14	1	0	14	10	12	197	0

Tabela A.13: Dados da função quadrática do custo de produção das unidades de geração termelétricas.

Unidade j	A_j [\$/MW ²]	B_j [\$/MW]	C_j [\$]
JT1,2,5,6	1295	4054,07	0
JT3,4,7,8	1090	3958,04	0
JT9,10,11	121	3651,04	0
JT12,13,14	211	3632,78	0

Tabela A.14: Dados das unidades de geração hidrelétricas - Parte 1.

Unidade j	$V_j^{\min}$ [hm ³]	$V_j^{\max}$ [hm ³]	$Q_j^{\min}$ [m ³ /s]	$Q_j^{\max}/Q_j^{ef}$ [m ³ /s]	P_j^{ef} [MW]	H_j^{ef} [m]	η_j [MW/((m ³ /s)/s)]
JUR	3842,9	7007,51	0	364	354	30,9	0,008947
PJU	102,3	105,58	0	362	80	25	0,008829
CHV	5754	8795,1	0	644	414	73,6	0,008731
OUR	18,68	20,82	0	486	44,1	10,4	0,008731
SAG	15,142	44,506	0	580	73,8	15,3	0,008338
CN2	123,35	147,97	0	561	72	14,5	0,008829
CN1	179,57	209,9	0	567	82,5	16,3	0,008928
CPV	4816,83	10541,35	0	1684	617,5	44	0,008338
TAQ	538,7	676,83	0	2550	525	21,9	0,009143
ROS	1504,7	1912,26	0	2468	354	14,9	0,009143
MAU	1470	2137	0	339	352,2	116,5	0,008893

Tabela A.15: Dados das unidades de geração hidrelétricas - Parte 2.

Unidade j	V_j^0 [hm ³]	$\bar{V}_j$ [hm ³]	$\bar{V}_j$ [hm ³]	$\bar{U}_j$ [m ³ /s]	$\bar{U}_j$ [m ³ /s]	H_j^{loss} [m]	DU_j [%]
JUR	6543,63	6157,81	6929,45	55	1200	0,73	10
PJU	105,49	102,30	108,68	56	1086	0,74	10
CHV	8312,86	7947,31	8678,41	73	2000	0,98	10
OUR	20,14	19,78	20,51	74	1458	0,77	10
SAG	39,30	34,47	44,13	96	1740	0,57	10
CN2	141,27	138,29	144,26	96	1683	0,27	10
CN1	205,16	201,50	208,81	98	1701	0,28	10
CPV	9663,99	8971,54	10356,45	192	5052	0,85	10
TAQ	646,44	624,89	667,98	200	7650	0,68	10
ROS	1848,22	1805,28	1891,15	227	7404	0,42	10
MAU	2026,85	1947,30	2106,40	27	1017	1,62	10

Tabela A.16: Informações primais e duais do modelo de programação de médio prazo.

	$\underline{\mu}_j$ [\$/MWh]	$\bar{\mu}_j$ [\$/MWh]	P_j^{goal} [MWh]
JUR	0	-3,651622	53,03
PJU	0	-3,651622	41,09
CHV	0	0	197,99
OUR	0	0	22,81
SAG	0	0	47,53
CN2	0	0	48,38
CN1	0	0	58,16
MAU	0	-12,166727	2,4067
CPV	0	0	403,24
TAQ	0	0	239,06
ROS	0	0	182,99

Descrição dos modelos de coordenação primal, dual e primal-dual

Neste apêndice são apresentadas a formulação matemática das estratégias de coordenação entre o curto e o médio prazo primal, dual e primal-dual, propostas em Bregadioli [2015] e Bregadioli et al. [2016].

B.1 Coordenação primal

A coordenação primal entre o curto e o médio prazo é realizada inserindo a equação (B.1) na formulação do modelo de leilão apresentado na Seção (5.1). Esta restrição estabelece uma meta energética para a produção de energia das unidades de geração hidrelétricas, as quais possuem recursos de uso limitado ou escasso no médio prazo. Observa-se que as limitações deste recurso escasso do médio prazo são traduzidas, no curto prazo, por restrições envolvendo metas energéticas para as usinas hidroelétricas. Essas metas são obtidas no planejamento da produção de médio prazo.

$$\sum_{t \in T} p_{j,t}^G = P_j^{goal}, \quad \forall j \in J^H \quad (\text{B.1})$$

B.2 Coordenação dual

O modelo de leilão com coordenação dual é formulado inserindo dois novos termos na função objetivo:

$$\sum_{j \in J^H} \left(\underline{\mu}_j \sum_{t \in T} p_{j,t}^G + \bar{\mu}_j \sum_{t \in T} p_{j,t}^G \right) \quad (\text{B.2})$$

O primeiro termo consiste em um incentivo para os geradores hidrolétricos que no médio prazo possuem recursos para aumentar sua produção, enquanto o segundo termo representa uma penalização para os geradores hidroelétricos que no médio prazo apresentam recursos limitados.

B.3 Coordenação primal dual

A coordenação primal-dual consiste em combinar as coordenações primal e dual. Desta forma, os dois novos termos, representados pela expressão (B.2), são inseridos na função objetivo do modelo de leilão, e uma relaxação é imposta à equação (B.1), obtendo-se a equação (B.3),

$$(1 - \Delta P) P_j^{goal} \leq \sum_{t \in T} p_{j,t}^G \leq (1 + \Delta P) P_j^{goal}, \quad \forall j \in J^H \quad (\text{B.3})$$

em que ΔP é a relaxação percentual adotada.