



UM MODELO PARA A OPERAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
PERTENCENDO A DIFERENTES AGENTES EM UM AMBIENTE COMPETITIVO

Regina Reis da Costa Alves

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Sistemas e Computação, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Sistemas e Computação.

Orientador: Nelson Maculan Filho

Rio de Janeiro

Dezembro de 2014

UM MODELO PARA A OPERAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
PERTENCENDO A DIFERENTES AGENTES EM UM AMBIENTE COMPETITIVO

Regina Reis da Costa Alves

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTAÇÃO.

Examinada por:

Prof. Nelson Maculan Filho, D.Sc.

Dr. Sérgio Granville, Ph.D.

Prof.^a Márcia Helena Costa Fampa, D.Sc..

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2014

Alves, Regina Reis da Costa

Um Modelo para a Operação de Usinas Hidrelétricas Pertencendo a Diferentes Agentes em um Ambiente Competitivo/ Regina Reis da Costa Alves. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XVI, 96 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Nelson Maculan Filho

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 83-87.

1. Mercado de energia desregulado. 2. Planejamento ótimo da produção de energia. 3. Privatização de Hidrelétricas. I. Alves, Regina Reis da Costa. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. III. Título.

*À minha vó Angelina e minha mãe Stella,
por toda a minha admiração, eterno amor,
eterna gratidão.*

AGRADECIMENTOS

Ninguém conquista nada nessa vida sozinho e é por isso que, nesse momento, eu tenho muitas pessoas a agradecer por terem me ajudado a chegar até aqui.

Começo pelo meu orientador, Nelson Maculan. Eu ainda estava no meio da graduação quando fui apresentada ao Maculan e se estou defendendo essa dissertação hoje, é por conta deste encontro. Ainda muito perdida sobre que rumo dar à minha vida profissional e acadêmica, procurei a área de Pesquisa Operacional e o Maculan confiou no meu potencial e me indicou para a empresa que, hoje, me permitiu realizar esse trabalho. Além de todo o apoio durante o mestrado emprestando livros, discutindo sobre as matérias que eu deveria cursar, me ajudando em todas as burocracias e me orientando neste trabalho, ainda pude conhecer a pessoa simples e cheia de histórias e ensinamentos sobre várias outras áreas e sobre a vida em geral.

Agradeço ao Felipe Acker, pois se estou defendendo essa dissertação por conta do encontro com o Maculan, antes de tudo veio meu encontro com o Acker. Além de ser um professor que me estimulou ao máximo academicamente, me fazendo estudar como nunca e ficar dias pensando em um único desafio, foi sempre um guia para mim dentro da UFRJ.

Agradeço ao Sérgio Granville, que esteve desde o começo me dando todo o apoio neste trabalho. Além de admirar o Granville pelo seu conhecimento e capacidade intelectual, admiro ainda mais a paciência com que me ensinou muito durante esse tempo. Além de todo o conhecimento técnico que adquiri graças a ele, mais valioso fica o exemplo de humildade e tratamento das pessoas.

Agradeço ao Luiz Carlos Junior, que além de ter sido parte fundamental neste trabalho por ter desenvolvido a biblioteca que foi base para a implementação do modelo, sempre teve toda a paciência para me acudir nos momentos em que o programa não quer colaborar comigo e tentar organizar o caos que eram meus programas quando estagiava na PSR. E em geral os programas gostam dele, porque é só ele aparecer que eles passam magicamente a funcionar, mesmo que a gente não troque uma linha.

Agradeço ao Mário Pereira, que sempre me deu apoio no meu caminho e confiou no meu potencial. Agradeço desde a oportunidade de ter estado na PSR e de continuar aprendendo com a empresa até os vários outros ensinamentos dos mais variados temas e os vários ótimos livros indicados. Dentro da PSR, agradeço também ao Sergio Lucindo pela amizade e pelos rocks progressivos.

Agradeço aos professores que tive no PESC por tudo que aprendi, em especial à professora Márcia Fampa por ter aceitado o convite para participar da minha banca e ao professor Abílio Lucena pelo que pude aprender participando do nosso projeto de programação, assim como ao Vinicius que também estava neste projeto.

Agradeço a grandes amigos que fiz neste mestrado, João Carlos, Nancy, Filipe e Paloma (que eu conheci na graduação, mas que agora é companheira de PESC). Por compartilharem os momentos sofridos tentando entender um monte de matéria complexa, pela companhia nos almoços no bandeirão, pelas discussões matemáticas e não matemáticas. Com certeza, foram fundamentais neste caminho.

Agradeço aos meus amigos que, apesar de não terem sido feitos no mestrado, estiveram comigo no fundão, fazendo cada um o seu mestrado, e contribuindo com suas companhias para a minha sanidade mental durante o processo: Mariana Império, Marco Xaud, Eric Carvalho, Rafael de la Vega e Gabriel Barradas.

Marco seria minha segunda opção para dedicar este trabalho, visto que nada seria possível sem as suas maravilhosas caronas. Nossa turtle party vai fazer falta. Obrigada pela amizade que eu sei que vai muito além da turtle party e pelo exemplo de generosidade que você é e não para de me impressionar com isso.

A Mari, além de ser minha gêmea e de também contribuir com caronas eventuais e, portanto, para o sucesso desse trabalho, é uma das pessoas mais incríveis que eu conheço. Uma grande amiga que fez toda a diferença nesses últimos tempos. Obrigada pela companhia e apoio que foram fundamentais neste processo.

O Eric dispensa comentários por ter sido meu vizinho de porta na França e ter compartilhado tanta coisa comigo, que passa por eu ter tido que ouvir várias vezes “Girl you’ll be a woman soon” e “Zombie” pela parede fina que dividia nossos quartos. Impossível não ser um dos meus melhores amigos depois de tudo isso. No mestrado, obrigada por me motivar a acordar para assistir Teoria dos Grafos às 8 horas da manhã e por me atualizar nas vezes em que acordar não foi possível.

O Rafael e o Barradas estiveram o tempo todo comigo não só nesses anos de mestrado, o que foi fundamental para o meu interesse em ir para o fundão, mas muito antes disso, já na graduação. Agradeço pelos tempos de macroeconomia, de planetário com empada de chocolate e xadrez imaginário, pelos trabalhos em grupo em que a gente funcionava como ninguém. Agradeço por todos os tipos de conversa que tivemos durante todos esses anos, que abrangem um espectro impressionante do mais profundo ao mais superficial, do mais útil ao mais inútil, inserindo-se aí política, sentido da vida e quantos bois nós comemos desde que nascemos (polêmico- depende de definição). Agradeço pela amizade tão intensa.

Do Barradas, em especial, preciso destacar o seu importante papel adoçando literalmente a minha vida, me apresentando as melhores trufas, brownies, cookies e sorvetes da cidade. Papel fundamental. Todos sabem que sem açúcar, não se acaba um mestrado. Fico feliz em ter superado o trauma do seu trabalho de Cad para conhecer uma pessoa tão fantástica.

Do Rafael, eu preciso destacar o papel fundamental no meu processo de encontro. Muito do que sou vem do impulso do que conheci com ele. Vem da troca com alguém que compartilha comigo tantas questões e anseios, tantos interesses. Obrigada pela companhia constante durante esses anos, em momentos de intensidades tão diversas. Obrigada por estar na minha vida.

Agradeço à minha grande família estendida: Maria Helena, Mônica, Roberta, Mariana e Odair, e às minhas amigas que também já são minhas irmãs: Júlia, Luisa, Marcela, Micaela e Tricie, porque sem os meus pilares e portos seguros eu não poderia dar nem mesmo um passo. Obrigada por me fazerem ter certeza de que estarão sempre comigo. Agradeço à Cristina, Silvia e Fernanda que têm o poder de me alegrar em qualquer momento e que também fazem parte da minha base de sustentação.

Agradeço à Suelen Lopes pela sensibilidade que ela me trouxe. Pelas conversas intensas, por tanta coisa compartilhada, pelo que me ensina. Por trazer novos pontos de vista fora do meu mindset de engenheira que vez ou outra precisa ser chacoalhado. E por trazer formas delicadas de ver o mundo. Obrigada por estar sempre do meu lado.

Agradeço ao Rafael Saldanha por também ter o papel de chacoalhar meu mindset e por tantos conselhos dados em tantas áreas – desde livros até discussões sobre os mais variados assuntos, em que sempre uma ou duas certezas são quebradas.

Agradeço à Camila, que é a prova de que uma amizade não precisa se tornar menos intensa com a falta de contato. Obrigada por ter sido minha maior companhia no início da faculdade, e não sei se eu teria acabado a Matemática se não fosse ela para compartilhar comigo a aflição de ajeitar aqueles nossos horários malucos. Principalmente obrigada por todos os momentos de apoio durante toda a graduação e depois dela.

Agradeço ao meu pai que, mesmo morando longe, nunca deixou dúvidas sobre seu apoio, amor e admiração. Até porque somos incrivelmente parecidos e por isso nos entendemos tão bem. Obrigada por me inspirar a não perder a sensibilidade e levar a sério as minhas paixões. Afinal, a maior delas, que é a música, começou mesmo com você. Obrigada por me dar a certeza de que você sempre esteve presente, inventando todas as formas de interagir comigo: o xadrez e batalha naval pelo telefone, os desenhos incríveis que tinham partes coladas que abriam, os cartões postais de quando você estava na Inglaterra e que vez ou outra encontro por aqui, que sempre tinha bichinhos para eu ficar feliz em receber.

Por fim, agradeço às pessoas a quem dedico esse trabalho. A minha mãe e a minha vó são as minhas maiores inspirações. Por serem exemplos de mulheres que tiveram que testar tantas vezes a sua força para chegarem onde chegaram, apesar de tantas perdas e tantas barreiras. Pelo tanto que conquistaram apesar de um meio desfavorável, de uma sociedade desfavorável. Por terem se dedicado o tempo inteiro a levar todas as pessoas que puderam junto com elas. Pelos valores que me motivam a procurar fazer alguma diferença para os outros com as oportunidades que eu tive, seguindo o exemplo delas. Pela gratidão que não cabe nesse texto, agora que eu entendo melhor tudo o que sempre fizeram por mim. Porque se eu não tive grandes obstáculos na minha

vida, é porque elas duas fizeram de tudo para me poupar de qualquer sofrimento, de qualquer natureza.

Da minha vó fica a saudade eterna e a certeza de que sua vida valeu, e a alegria de ter conseguido falar tudo isso para ela em diversos momentos. Fica a certeza de que aproveitei nosso tempo e de que este tempo transborda para toda a minha vida.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

UM MODELO PARA A OPERAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
PERTENCENDO A DIFERENTES AGENTES EM UM AMBIENTE
COMPETITIVO

Regina Reis da Costa Alves

Dezembro/2014

Orientador: Nelson Maculan Filho

Programa: Engenharia de Sistemas e Computação

Esta dissertação apresenta um modelo para a operação de usinas hidrelétrica pertencendo a diferentes agentes em um ambiente competitivo, chamado “Slicing”. Ele possui aplicação principalmente para casos de privatização de hidrelétricas com grandes reservatórios e hidrelétricas em cascata e consiste na criação de diversas “cascatas” virtuais, uma para cada proprietário de uma mesma hidrelétrica ou cascata. Um operador central determina a operação real da hidrelétrica ou cascata a partir da combinação das propostas para as usinas virtuais. Verificou-se que o operador central, nas condições de formulação do problema, tem a possibilidade de gerar uma energia adicional às demandadas pelos proprietários. O modelo é aplicado a um caso pequeno e a um problema real, sobre a Usina Salto Grande. Em seguida, são feitos estudos sobre a variação dos resultados com: i) a variação do volume máximo do reservatório, ii) a adição de uma restrição de aversão ao risco ao modelo de um dos proprietários e iii) a adição da possibilidade, por parte do operador central, de comprar parte da energia demandada pelos proprietários no mercado *spot*.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

A MODEL FOR THE OPERATION OF HYDROELECTRIC PLANTS WHICH
BELONG TO DIFFERENT AGENTS IN A COMPETITIVE ENVIRONMENT

Regina Reis da Costa Alves

December/2014

Advisor: Nelson Maculan Filho

Department: Computer and System Engineering

This dissertation presents a model for the operation of hydroelectric plants belonging to different agents in a competitive environment called ‘‘slicing’’. The model applies mainly to cases of privatization of hydroelectric plants with large water reservoirs and hydroelectric plants in cascades, and consists of creating multiple virtual cascades, one for each owner of the same hydroelectric plant or cascade. A central operator determines the real operation of the hydroelectric plant or cascade starting with a combination of proposals for the virtual plants. It was found that the central operator, within the conditions of the formulation of the problem, has more possibilities of generating additional energy for the demands made by the owners, beyond the owners’ demands. The model is applied to a small case and a real problem concerning the Salto Grande plant. Afterwards, studies were made about the differences in the results with i) the maximum reservoir volume variation, ii) an aversion-to-risk constraint addition to one of the owners’ model and iii) the possibility that the central operator buys part of the owners’ demand for energy in the spot market.

CONTEÚDO

1	Introdução.....	1
1.1	Visão Geral.....	1
1.2	Objetivo.....	2
1.3	Metodologia.....	2
1.4	Organização.....	3
2	O Mercado de Energia.....	5
2.1	Desregulamentação do mercado de energia.....	5
2.2	Exemplos de mercados desregulados.....	9
2.3	Poder de mercado.....	11
2.4	A operação de usinas em cascata em um mercado desregulado.....	14
2.5	Modelos de reservatórios virtuais.....	16
2.6	Críticas à desregulamentação do mercado – O caso brasileiro.....	18
3	O modelo de planejamento a longo prazo da produção energética.....	21
3.1	Introdução.....	21
3.2	Formulação do problema de maximização de receita.....	22
3.2.1	Restrição de Balanço Energético.....	26
3.2.2	Restrição de Balanço Hídrico.....	26
3.2.3	Restrições de capacidade.....	28
3.3	Modelos para a geração de cenários de afluência.....	29
3.4	Medidas de risco.....	38
4	Modelo Proposto: “Slicing”.....	41
4.1	Objetivos e descrição do modelo.....	41
4.2	Formulação do problema.....	42
4.2.1	Restrição de produção mínima - Operador central.....	43
4.2.2	Restrição de volume mínimo - Operador central.....	44
4.2.3	Abordagens para a maximização da receita do operador central.....	45
5	Resultados com um exemplo simples.....	48
5.1	Otimização da operação dos proprietários sem restrição de CVaR.....	49
5.2	Otimização da operação dos proprietários com restrição de CVaR.....	52
5.3	Otimização do ganho do operador sem informação futura.....	55

5.4 Otimização do ganho do operador com informação futura.....	56
5.5 Conclusões	57
6 Simulação de um caso real – Usina Salto Grande	58
6.1 Resultados Obtidos	61
6.2 Sensibilidade com relação ao tamanho do reservatório	66
6.3 Impacto da imposição de uma restrição de CVaR.....	70
6.4 Resultado com a possibilidade de compra no mercado <i>spot</i>	72
7 Conclusões.....	80
7.1 Sugestões para trabalhos futuros.....	81
Bibliografia.....	83
Apêndice A – Propriedades do Modelo	88
Viabilidade do despacho	88
Condições para haver um excedente de energia para o operador.....	92
Apêndice B - Rendimento Variável no Slicing	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Decisão de utilização da água	22
Figura 2: Árvore de cenários.....	23
Figura 3: Cascata de usinas.....	27
Figura 4: Sistema de Inferência Fuzzy.....	36
Figura 5: Representação Gráfica do VaR.	40
Figura 6: Representação gráfica do CVaR.....	40
Figura 7: Árvore de Cenários.....	49
Figura 8: Afluências no período de estudo	59
Figura 9: Preços <i>spot</i> da Argentina no período de estudo	60
Figura 10: Preços <i>spot</i> do Uruguai no período de estudo	60
Figura 11: Energia Produzida Argentina	62
Figura 12: Energia Produzida Uruguai	62
Figura 13: Distribuição de Receitas – Argentina e Uruguai	63
Figura 14: Probabilidades de Venda de Energia no <i>Spot</i> pelo Operador.....	63
Figura 15: Energia disponível para o operador x Energia alocada para o operador	65
Figura 16: Distribuição de Receitas do Operador nos 3.5% Maiores Cenários.....	66
Figura 17: Volume Vertido x Armazenamento Máximo.....	68
Figura 18: Energia Produzida x Armazenamento Máximo	68
Figura 19: Energia Excedente para o Operador x Armazenamento Máximo	69
Figura 20: Valor Esperado das Receitas/ Probabilidades x Armazenamento Máximo	70
Figura 21: $CvaR_{95\%}$ das Receitas Mensais nos dois Casos	71
Figura 22: Distribuição de Receitas do Operador nos 3.5% Maiores Cenários.....	72
Figura 23: Balanço de energia sem possibilidade de compra de energia	75
Figura 24: Balanço de energia com a possibilidade de compra de energia	75
Figura 25: Erro para cada série do estudo.....	77
Figura 26: Distribuição de Receita do Operador com e sem opção de compra.....	78
Figura 27: Distribuição de Receita do Operador nos 9.5% piores cenários	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados da Hidrelétrica	48
Tabela 2: Informações gerais do caso	48
Tabela 3: Resultados dos proprietários	50
Tabela 4: Resultados proprietário 1 com restrição de CVaR.....	52
Tabela 5: Resultados proprietário 2 com restrição de CVaR.....	53
Tabela 6: Resultados do operador sem informação futura.....	55
Tabela 7: Resultados do operador com informação futura	56
Tabela 8: Dados da hidrelétrica - Salto Grande	58

1 INTRODUÇÃO

1.1 Visão Geral

O mercado de energia, até os anos 80, era considerado um setor de monopólio natural, devido aos custos altos de investimento e necessidade de grande escala para ser economicamente viável. Era, portanto, um monopólio integrado verticalmente e comandado pelo Estado. A partir de fins dos anos 80, a ideia de que um mercado competitivo traria uma maior eficiência ao setor passou a ganhar força. Desde então, diversos países passaram por processos de desregulamentação deste mercado, acompanhados por privatizações.

Em mercados desregulados, a privatização de hidrelétricas pode ser um processo problemático em algumas situações. Por exemplo, uma única usina pode representar uma parcela substancial da produção total do país. Este é o caso de El Cajón em Honduras e Itaipu no Brasil. Neste caso, a venda da usina para um agente privado pode gerar um efeito indesejado, quando este agente passa a ter poder de mercado.

Outra dificuldade é que, na maioria dos casos, as usinas estão em “cascata”. Isto significa que se a usina a montante é vendida para o agente A e a usina a jusante para o agente B, a estratégia de oferta do agente A, a montante, afetará a operação da usina do agente B, a jusante. Logo, o agente B, ao preparar sua oferta, não somente deve representar a incerteza dos preços futuros e de sua vazão incremental, mas também deve modelar probabilisticamente a estratégia do agente a montante. Isto complica bastante o problema e diminui o interesse dos agentes em comprar as usinas. Em alguns casos,

a falta de coordenação entre montante e jusante pode ter consequências ainda mais sérias, por exemplo, a violação de restrições operativas como defluência mínima ou máxima, ou volume de espera para controle de cheias.

Justifica-se assim o interesse em estudar formas de privatizar usinas com reservatórios grandes e usinas em cascata que evitem o surgimento dos problemas supracitados.

1.2 Objetivo

O presente trabalho possui como objetivo propor um modelo para a operação de usinas hidrelétrica pertencendo a diferentes agentes em um ambiente competitivo. Ele possui aplicabilidade em casos em que mais de um proprietário possui a mesma usina hidrelétrica ou em casos de privatização de usinas em cascata. Além disso, o trabalho possui o objetivo de compreender o funcionamento deste modelo através do estudo de casos e análise de resultados obtidos com a mudança de parâmetros do modelo.

1.3 Metodologia

Neste trabalho, o modelo Slicing será estudado através da implementação em C++ de um problema de otimização linear, com o uso de árvores de cenário para representar as incertezas associadas ao problema (preços da energia e afluências). Será utilizado o Microsoft Visual Studio como ambiente de programação e o solver GLPK para solucionar o problema. Casos simples serão estudados para uma melhor compreensão de seus mecanismos e das possibilidades de geração de renda pelo operador central.

Ainda, um caso com dados reais, sobre a Usina Salto Grande, será apresentado. Este caso foi escolhido visto que é um exemplo de usina compartilhada por apenas dois

proprietários, o que facilita a interpretação dos resultados, e pela facilidade de acesso aos dados. Em seguida, serão apresentadas as consequências da alteração de diversos parâmetros do modelo para o valor esperado da renda do operador central.

1.4 Organização

No capítulo 2 deste trabalho, é descrito o ambiente de aplicação do modelo estudado. Este modelo passa a ser aplicável com a desregulamentação do mercado de energia, visto que antes deste processo, todo o setor pertencia ao Estado e era inteiramente verticalizado. Apresenta-se então o contexto que levou à desregulamentação, o processo de desregulamentação de alguns países, o surgimento de questões como o poder de mercado e a operação de usinas em cascata, os modelos de usinas virtuais já vigentes, assim como alguns problemas decorrentes do processo de privatização do mercado brasileiro.

No capítulo 3, apresenta-se a formulação do modelo de planejamento a longo prazo. Inicialmente é apresentada uma visão geral do modelo de minimização de custos e maximização de renda e *trade-offs* associados à decisão de estocar água ou gerar energia no presente. Em seguida, foca-se no problema de maximização de renda, que representa o ponto de vista dos proprietários, mostrando a formulação matemática da função objetivo e das restrições. Como o modelo utiliza a previsão de cenários de afluência e, em alguns casos, medidas de risco para representar a aversão ao risco dos proprietários, neste capítulo também são apresentados alguns métodos para a geração de cenários de afluência e de medidas de risco.

No capítulo 4, introduz-se a descrição do modelo Slicing. Seus objetivos são explicados, assim como sua formulação, baseada no que foi apresentado no capítulo 3, e

são apresentadas as restrições adicionais que são próprias do modelo. Duas abordagens possíveis para o modelo são apresentadas: uma em que o operador central possui informação sobre a distribuição de probabilidade dos preços *spot* em estágios futuros, e outra em que ele apenas possui informação sobre o presente.

No capítulo 5, os resultados da aplicação do modelo a um caso simples são discutidos. A vantagem de utilizar um caso simples é que ele pode ser facilmente resolvido analiticamente, e, com isso, os resultados são mais fáceis de interpretar. A partir destes resultados, serão apresentadas conclusões sobre as possibilidades de geração adicional de energia pelo operador central.

No capítulo 6, são discutidos os resultados da aplicação do modelo em um caso real, com os dados referentes à Usina Salto Grande, que possui dois proprietários: a Argentina e o Uruguai. Este caso foi escolhido visto que é um exemplo de usina compartilhada por apenas dois proprietários, o que facilita a interpretação dos resultados, e pela facilidade de acesso aos dados. Em seguida, apresenta-se a variação nos resultados com a alteração de alguns parâmetros do modelo. Em primeiro, são apresentadas as consequências da alteração do tamanho do reservatório. Na seção seguinte, apresentam-se as consequências da introdução de uma restrição de aversão ao risco no modelo da Argentina, o que torna as operações da Argentina e Uruguai mais diferenciadas. Por último, são apresentados os resultados obtidos com a possibilidade de compra de energia do mercado *spot* pelo operador central, que antes deveria atender a demanda dos proprietários integralmente com a produção da usina real.

No capítulo 7, são apresentadas as considerações finais, assim como sugestões para pesquisas futuras.

2 O MERCADO DE ENERGIA

2.1 Desregulamentação do mercado de energia

Em todas as partes do mundo, o setor de energia se desenvolveu, inicialmente, com um monopólio integrado verticalmente e comandado pelo Estado. Segundo ULUCA (2006), a ideia de que o setor era um monopólio natural passou a ser questionada desde fins dos anos 80, quando passou a ganhar força a ideia de que um mercado competitivo traria uma maior eficiência ao setor. Em geral, a desregulamentação do mercado significou a separação de setores como geração, transmissão e distribuição e a criação de um operador do sistema independente para gerir a operação da rede.

ULUCA (2006) cita que a desregulamentação do mercado de energia foi motivada por diversos fatores, entre os quais: rápido avanço na tecnologia, tanto em geração quanto em distribuição, redução da mínima escala eficiente de geração, falta de capacidade do Estado em financiar novos investimentos para acompanhar o aumento da demanda, qualidade de serviço reduzida, necessidade de remover os subsídios do setor para financiar outros gastos, além do desejo, por parte do Estado, de levantar fundos através da venda de bens do setor.

WALKER e LOUGH (1997) citam a redução de preços e melhoria do nível de serviço como algumas destas vantagens. Já CARRARETTO (2006) ressalta que os programas de liberalização do mercado de energia trouxeram possibilidades favoráveis, melhoraram a eficiência econômica e a transparência da gestão do setor, mas também destaca que os governos devem se preocupar com o aumento de riscos de investimentos e em como diminuir barreiras para novos entrantes no mercado.

Corroborando a preocupação de WALKER e LOUGH (1997), CARRARETTO (2006) destaca que os mercados desregulados também trazem novos desafios, visto que decisões de investimento são feitas por proprietários individuais, que assumem integralmente os riscos desses projetos. Bons modelos para o apoio à decisão devem incorporar as características de operação das usinas reais e a natureza estocástica dos preços da energia. Estudos sobre a operação ótima nestes ambientes podem ser encontrados, por exemplo, além do trabalho de CARRARETTO (2006), em THOMPSON *et al.* (2004) e FURIÓ e MENEU (2010).

HAMMONS *et al.* (2002) destacam que a privatização incentivou uma melhoria na eficiência de geradores e distribuidores, apesar de que, como este processo está levando a uma diminuição de subsídios no setor em diversos países, ele pode levar a preços mais caros ao consumidor, embora mais realistas. Mesmo que este cenário ocorra em alguns países, na média, o processo de desregulamentação, privatização e competição levou a preços menores nos países em que ele se deu.

ULUCA (2006) explica que diversos países passaram por um processo semelhante na transição entre um mercado regulado e desregulado. Primeiro, foi adotado um modelo de “*pool*” centralizado, em que um operador independente toma a decisão de despacho baseado na oferta que recebe do mercado “*day ahead*” e na demanda prevista. Mecanismos como o mercado *spot* (mercado de comercialização de curto prazo) foram criados para compensar as diferenças entre a demanda “*day ahead*” e a demanda em tempo real. Em um segundo momento, no modelo de contratos bilaterais, consumidores e geradores estabelecem contratos de duração variada. O operador do sistema independente conhece os contratos estabelecidos, de forma a garantir a segurança da operação.

YAN e CHOWDHURY (2014) abordam como, em um mercado de eletricidade desregulado, a energia é contratada. Neste tipo de mercado, é fundamental oferecer a quantidade certa de energia, no tempo certo, ao preço certo para que haja uma maximização dos ganhos. A cada hora, apenas a energia necessária é contratada. Os geradores que realizarão a venda são escolhidos em ordem decrescente de preço até que toda a energia necessária seja suprida, e toda energia é comprada ao preço do gerador contratado mais caro. Este preço é conhecido como *Electricity Market clearing price* (MCP).

Estudos para a previsão do MCP adquirem, portanto, uma importância estratégica para os competidores do mercado. Pela sua complexidade e dependência de diversos fatores, a maioria dos estudos de previsão do MCP é focada no curto prazo. Estudos a médio/longo prazo são mais raros. Um exemplo é este artigo de YAN e CHOWDHURY (2014), em que pode-se encontrar uma proposta de modelo de previsão a médio prazo, variando entre 1 e 6 meses, baseado no uso de uma *multiple support vector machine* (SVM).

Segundo THOMPSON *et al.* (2004), o fato de que a energia não pode ser armazenada em quantidades grandes o suficiente, e deve ser gerada quando necessária, faz com que haja diversos picos nos preços durante poucas horas. Apesar disso, os preços exibem tendências previsíveis em horizontes de horas, dias, semanas e meses. JOSKOW (2008) também destaca que o congestionamento da rede pode limitar a competição, devido à dificuldade de geradores distantes entrarem na disputa.

CARRARETTO (2006) destaca que os custos de produção de usinas hidrelétricas são significativamente menores do que os de usinas termelétricas, mas sua operação é condicionada a diversos fatores, como nível mínimo e máximo dos reservatórios e

disponibilidade de água por afluência e defluência mínima para garantir a preservação do equilíbrio natural ou de outros usos da água. Uma usina pode ser operada de forma lucrativa quando seus custos de produção são menores do que o "*market clearing price*".

Outras questões importantes ao planejar a operação de usinas hidrelétricas, destacada por THOMPSON *et al.* (2004), são que a energia gerada por volume em uma hidrelétrica depende de forma não linear da altura da água no reservatório e da taxa de fluxo. Além disso, restrições ambientais e de outras naturezas podem afetar decisões de operação.

A capacidade de armazenamento do sistema hidrelétrico de estudo também é uma característica fundamental do planejamento. Quanto maior for a capacidade de armazenamento, mais podem ser elaborados planejamentos de longo prazo, considerando que é melhor guardar água para períodos de alta de preços da energia.

Por exemplo, DRUCE (2007) estuda o sistema integrado da British Columbia. Este sistema compreende 29 usinas hidrelétricas e três usinas térmicas a gás. Sua capacidade de armazenamento é enorme, com apenas um dos reservatórios (Willistone) possuindo uma capacidade de 40.000 milhões de m³. Isso permite que a BC Hydro aproveite oportunidades de mercado em períodos de anos.

Para o suporte a decisão, a BC Hydro utiliza um modelo de programação dinâmica estocástica (SDP). Neste modelo, as variáveis de decisão são o volume mensal que deve ser turbinado ou vertido do reservatório Willistone e passado para as usinas GM Shrum e Peace Canyon.

Outro exemplo de sistema com grande capacidade de armazenamento é o sistema de eletricidade da Noruega, citado no trabalho de FOSSO e BELSNES (2004). Neste sistema, a existência de usinas com grandes reservatórios faz com que o horizonte de planejamento de produção típico seja de 5 anos. O problema é decomposto em um problema de longo prazo, de médio prazo e de curto prazo, cada um com modelos e técnicas de solução próprios.

Os modelos de maior prazo fornecem condições de contorno para os modelos de menor prazo. Uma interface importante entre os modelos é o valor da água, que é saída de um modelo de prazo mais longo e entrada de um modelo de prazo mais curto.

2.2 Exemplos de mercados desregulados

O processo de desregulamentação do setor de energia foi observado em diversos países no fim da década de 80 e início da década de 90. Segundo HAMMONS *et al.* (2002), o Chile foi pioneiro, internacionalmente, ao introduzir novas regulações no setor elétrico já no início da década de 80, o que foi feito por um governo com o objetivo de introduzir reformas orientadas ao mercado. No entanto, segundo JOSKOW (2008), apesar de que houve neste país um processo de privatizações e reformas referentes à competição, não foi criado um mercado atacadista de eletricidade e por muitos anos a maior empresa de geração, de distribuição e de transmissão pertenciam a um mesmo proprietário.

No Brasil, a reforma do setor foi iniciada em 1996, com o objetivo de assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia e também a eficiência

econômica. A reforma tinha como objetivo estimular a competição na geração e comércio, introduzindo um livre mercado nessas áreas, mas mantendo a regulação de preços na área de transmissão e distribuição.

O sistema brasileiro é considerado bastante complexo, entre outros, pela presença de reservatórios muito grandes, o que faz com que as decisões operacionais do presente tenham grande influência no futuro. Isso levou à adoção de um modelo de despacho centralizado, feito por um operador do sistema independente.

WALKER e LOUGH (1997) apresentam informações sobre o comportamento dos mercados desregulados do Reino Unido, Noruega, Chile e Argentina, mercados que foram estudados pelos autores para o encontro de paradigmas para a reestruturação do mercado de eletricidade dos EUA.

No Chile, a privatização e desregulamentação do mercado de energia teve início em 1978, com uma nova lei de eletricidade promulgada em 1982. O processo da Argentina, por sua vez, foi iniciado em 1991. Em ambos os países, o modelo envolveu a separação corporativa das atividades de geração, transmissão e distribuição. O modelo Chileno não impõe restrições quanto à integração vertical, enquanto na Argentina é proibido que controladores de companhias de geração e distribuição também tenham uma posição de controle em companhias de transmissão.

No Reino Unido, o Ato de Eletricidade Britânico de 1989, implantado em 1990, estabeleceu a desregulamentação deste mercado na atividade de geração, através de um “*pool*” energético. Isso ocorreu através de privatizações de geradores do sistema. As atividades de transmissão e distribuição continuaram sendo reguladas. Análises do

comportamento do mercado feitas pelos autores, durante este período, no Reino Unido e nos EUA mostram uma queda de preços mais acelerada entre os britânicos, porém podendo ser atribuída a outros fatores além da reforma. Há um indicativo de aumento da produtividade, dado ter havido uma redução de 61% de pessoal entre 1990 e 1995.

Na Noruega, o Ato de Energia Norueguês, implantado em 1991, criou uma competição para a venda e compra de eletricidade, e permitiu que os consumidores comprassem de qualquer gerador ou do “*pool*” energético. Assim como no Reino Unido, os serviços de transmissão e distribuição continuaram sendo monopólios. Relatórios da Agência de Energia Internacional mostram que a reforma parece ter inicialmente contribuído para uma queda nos preços. Esta queda apresentou uma ameaça para a viabilidade da produção de alguns geradores.

2.3 Poder de mercado

Um mercado desregulado traz desafios importantes no sentido de manter os seus benefícios para os consumidores ao invés de haver uma apropriação das vantagens pelos proprietários individuais.

Isso porque em um mercado regulado pelo governo, as decisões são feitas de forma integrada e com o objetivo de minimizar os custos dos consumidores, respeitando restrições operativas, ambientais e de qualidade. Já em um mercado desregulado eficiente, como apontado em THOMPSON *et al.* (2004), as forças de oferta e demanda devem interagir para determinar a alocação ótima dos recursos.

Cada gerador individual produz energia de forma a otimizar seu próprio lucro. Se a produção for muito elevada, os preços vão cair e poucos geradores obterão lucros

com sua produção, o que pode tornar inviável a sua participação. Na prática, poucos mercados de energia são perfeitamente eficientes; em geral, alguns proprietários possuem poder de mercado, sendo capazes de afetar os preços. Se o poder de mercado de alguns proprietários for significativo, pode-se chegar a uma situação em que os consumidores serão cobrados de forma excessiva pela energia. Segundo JOSKOW (2008), problemas de poder de mercado foram identificados no Reino Unido, Nova Zelândia, Chile, Brasil, em diversos países europeus e em diversos estados dos Estados Unidos.

ULUCA (2006) destaca que, atualmente, os mercados são compostos por poucos competidores, em uma estrutura de oligopólio. É possível também encontrar empresas públicas que ainda possuem bens e operam na área de geração, o que cria um oligopólio misto. Oligopólio misto é aquele no qual pelo menos uma das empresas possui uma função objetivo distinta das outras. As empresas públicas podem possuir objetivos diferentes da maximização da renda. O autor conclui que os preços em um oligopólio misto são significativamente menores do que aqueles em um oligopólio simples, visto que as empresas públicas possuem como objetivo a maximização do bem-estar social, ao invés do lucro.

Em WALKER e LOUGH (1997) encontra-se o exemplo do mercado britânico. Houve várias críticas a este mercado devido à sua competição limitada, com apenas dois geradores privados (PowerGen e National Power) que tinham controle sobre o preço marginal da unidade de energia. Em consequência, a desregulamentação trouxe maiores ganhos para os geradores, mas, ao mesmo tempo, pouco benefício aos consumidores.

No mesmo trabalho, encontramos também o exemplo da Argentina, em que companhias de geração não podem ter um *Market Share* maior do que 10%. Dados mostram que a desregulamentação do mercado permitiu uma queda de preços, aumento no número de unidades de geração disponíveis e maior produtividade tanto na área de geração quanto de distribuição de forma mais significativa na Argentina do que no Chile, que não adotou as mesmas medidas para a diminuição do poder de mercado de empresas individuais.

CARRARETTO (2006) destaca algumas características do mercado de energia que podem levar a um abuso de poder de mercado, caso mecanismos de mercado não sejam bem projetados. Entre essas características, pode-se citar: a impossibilidade de armazenamento de eletricidade, baixa elasticidade na demanda, número limitado de produtores e necessidade de grandes investimentos. JOSKOW (2008) cita, além destas, as restrições de transmissão que limitam a expansão geográfica da competição e a integração vertical entre a transmissão e geração, o que cria incentivo para um comportamento de exclusividade.

Garantir que os benefícios cheguem ao consumidor se torna particularmente difícil quando há privatizações de sistemas com forte participação hidrelétrica, em que uma única usina pode representar uma parcela substancial da produção total do país. Este é o caso, por exemplo, de El Cajón em Honduras e Itaipu no Brasil. Neste caso, a venda da usina para um agente privado pode trazer problemas, já que este agente passa a ter poder de mercado.

VARGAS *et al.* (2003) afirmam que a existência de uma hidrelétrica com um grande reservatório pode impor restrições à competição em um mercado aberto. Define-

se poder de mercado, neste artigo, como a capacidade de uma empresa aumentar seu preço de forma significativamente acima do preço competitivo e manter este preço de forma lucrativa durante um período de tempo considerável.

Os autores conduzem duas simulações, com o objetivo de verificar a influência do poder de mercado nos preços. A primeira obtém o equilíbrio de mercado sem que nenhum participante tenha poder de mercado. Já a segunda mostra o efeito da manipulação de um reservatório para aumentar os lucros em um período, através de uma mudança artificial da curva de custo futuro esperado para o grande reservatório, de forma a aumentar os valores.

O resultado obtido é que essa manipulação leva de fato a um aumento dos preços na rede, com um maior uso de outras fontes energéticas além das hidrelétricas. Isso acontece por conta da capacidade de armazenamento do reservatório.

ULUCA (2006) destaca, ainda, que a existência de poder de mercado reduz a eficiência de produção, a confiabilidade do sistema e sinaliza erroneamente a possibilidade de lucros a potenciais entrantes no mercado.

2.4 A operação de usinas em cascata em um mercado desregulado

O fato de existirem usinas em cascata, em um mesmo rio, é um fator a priori complicador no contexto de um mercado desregulado, em que usinas em um mesmo rio podem pertencer a proprietários distintos. Estudos sobre a otimização da operação de usinas em cascata, em sua maioria, consideram uma centralização do controle da cascata inteira.

Por exemplo, RIBEIRO (2014) apresenta um modelo para maximizar a renda obtida pela produção de energia por duas hidrelétricas em cascata. O modelo inclui, inclusive, a possibilidade de a usina a jusante bombear água para a usina a montante, evidenciando a importância de que a operação das duas hidrelétricas não seja feita de forma independente. Modelo semelhante é estudado por KOROBEINIKOV *et al.* (2010).

ULUCA (2006) afirma que, quando os reservatórios estão no mesmo rio, a água vertida ou turbinada por um reservatório a montante se torna um *input* para o reservatório imediatamente a jusante, que pode pertencer a um competidor, para uso presente ou futuro. Ele modela a operação assumindo que apenas o reservatório mais a montante do rio recebe afluições todos os períodos, decidindo se irá armazenar ou turbinar a água. A água turbinada acabará no reservatório imediatamente a jusante, que passará pelo mesmo processo de decisão.

O autor apresenta o que ele chama de “*Upstream-Conjecture*”, em que uma empresa com um reservatório a montante assume que as empresas com reservatórios a jusante irão responder a variações na quantidade de água vertida/turbinada ajustando seus próprios volumes de água vertida/turbinada pela mesma quantidade.

Os resultados dos experimentos conduzidos pelo autor indicaram que as empresas com reservatório a montante podem ter incentivo para limitar sua geração de energia, forçando uma redução na utilização das usinas a jusante pertencendo a competidores. Ele afirma ainda que se a única fonte de água da usina a jusante estiver sob controle de um competidor que segue a “*Upstream- Conjecture*”, então a empresa que a possui estará em desvantagem. Isso diminui o interesse das empresas em adquirir estas usinas.

O autor afirma que, com isso, a introdução da competição é um processo complicado e a alocação dos proprietários entre essas usinas, que antes pertenciam ao Estado e são privatizadas, pode levar a um impacto significativo no mercado de geração.

BARROSO *et al.* (2012) adicionam ainda que um fator complicador que diminui o interesse de compra de usinas a jusante é que, no modelo de otimização da produção, o agente não somente deve representar a incerteza dos preços futuros e de sua vazão incremental, mas também deve modelar probabilisticamente a estratégia do agente a montante.

Em alguns casos, a falta de coordenação entre as usinas a montante e jusante pode ter consequências ainda mais sérias, por exemplo, a violação de restrições operativas como defluência mínima ou máxima, ou volume de espera para controle de cheias.

2.5 Modelos de reservatórios virtuais

Alguns exemplos de modelos já em funcionamento que aplicam o conceito de reservatórios virtuais são apresentados no trabalho de BARROSO *et al.* (2012). Os autores citam diversos entraves à desagregação do sistema hidrelétrico em alguns países, como os possíveis custos de uma redução de eficiência de coordenação, as restrições hidrológicas que conectam diferentes geradores e questões políticas.

Eles destacam países que criaram arranjos para preservar alguns benefícios de uma coordenação centralizada. Entre eles, o caso da usina Salto Grande, compartilhada entre Uruguai e Argentina, que será estudado na seção 6 deste trabalho.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), implantado no Brasil, é também citado. O Operador Nacional do Sistema (ONS) calcula o despacho ótimo de forma

centralizada e baseado na minimização de custos, considerando as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes, níveis nos reservatórios e projeções de afluências. O fato de que o despacho é calculado de forma a otimizar o sistema como um todo leva a uma situação em que usinas individuais podem ser expostas a riscos significativos.

No site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, encontra-se a explicação de que o MRE realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. É explicado que o MRE se torna necessário por conta das diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, com períodos secos e úmidos não coincidentes, e por conta da existência de várias usinas alocadas no mesmo rio, em cascata.

BARROSO *et al.* (2012) definem ainda o MRE como um esquema de reservatórios virtuais, em que o crédito de geração de cada usina individual é proporcional à geração hidrelétrica total do sistema. Além disso, explicam que os investidores em usinas hidrelétricas estão, na verdade, comprando participação de uma “corporação” fictícia, ao invés de um bem físico. Ou seja, as usinas são vendidas como instrumentos financeiros.

No entanto, os autores criticam o MRE pelo fato de que os proprietários não têm qualquer participação no padrão de produção de sua própria usina, o que faz com que tenham pouco incentivo para investir em avanços na produção em períodos de pico e em programas de manutenção melhores do que a média.

Os autores citam também o exemplo da Bonneville Power Administration (BPA), que opera no sistema do Rio Columbia nos EUA. Um modelo de reservatórios virtuais é adequado, neste caso, pelo fato de que diversos proprietários possuem usinas no

mesmo rio, em cascata. Desta forma, cada proprietário possui uma parte virtual do sistema como um todo, e controla esta parte simulando a produção de toda a cascata ao longo de um período. O operador do sistema coordena a operação do sistema físico, de forma a entregar a energia demandada, mas não necessariamente seguindo o padrão de geração demandado por algum proprietário individual. Os outros exemplos dados pelos autores, que não serão explicados no presente trabalho, envolvem a Cascata de Churchill, no Quebec, Canadá.

2.6 Críticas à desregulamentação do mercado – O caso brasileiro

O processo de privatização brasileiro se iniciou em 1995. Já em 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para monitorar o setor. Diversos fatores levaram à criação de um ambiente propício para a remodelagem do sistema elétrico brasileiro nos anos 90.

ETCHEVERRY (2008) destaca a crise da dívida externa e inflação que ocorria no cenário brasileiro de fins da década de 80 e o aumento da popularidade da ideologia neoliberal, e SILVESTRE *et al.* (2010) destacam também como razões motoras para o início deste processo o aumento do consumo de energia, aliado aos poucos investimentos realizados no exterior, devido à situação deficitária das contas externas.

ETCHEVERRY (2008) apresenta as considerações feitas pelos críticos ao modelo privatizante: a falta de investimento em setores considerados não rentáveis, a agregação insatisfatória de custos sociais e ambientais associados aos empreendimentos e redução de demanda por mão-de-obra. Outra questão destacada é a lógica de privilegiar as empresas estrangeiras para os contratos de novos empreendimentos.

Destaca-se ainda que duas das principais vantagens levantadas pelos defensores da privatização, a de que não haveria problema de falta de energia e a de que as tarifas seriam menores com a livre concorrência, não se verificaram na prática. A perda de autonomia das empresas públicas, a diminuição de sua capacidade de investir em expansão e modernização e o período de escassez de chuvas em 1999 culminaram na crise nacional do “Apagão” em 2001.

Segundo D’ARAÚJO (2009), este racionamento foi o maior já verificado em tempos de paz ou sem desastres naturais em um país. Ele segue explicando que a ampliação da capacidade de geração deixou de seguir um planejamento centralizado e passou a ser um programa de mercado, o que é complicado em um país de dimensões continentais e desigualdades marcantes.

Ele destaca ainda que o processo de privatização foi iniciado sem um marco regulatório, e que duas empresas foram privatizadas antes da existência de uma agência reguladora. Além disso, o mercado preferia aguardar a venda de empresas estatais a arriscar novos empreendimentos. Outro problema apontado foi a permissão do auto abastecimento em até 30% da demanda das distribuidoras, o que levou ao estabelecimento de contratos caros com empresas relacionadas e a uma distorção nas tarifas aos consumidores.

Com isso, em 2002 o governo reconheceu o fracasso da auto regulação do setor pelo mercado e introduziu novas medidas para o setor, por exemplo, a autorização dada às empresas federais para voltar a construir usinas e outros empreendimentos, através de parcerias com empresas privadas.

Em 2003, algumas mudanças importantes no setor foram introduzidas pela Medida Provisória 144, que, entre outros, determinou que o mercado regulado de consumidores das distribuidoras deveria ter 100% de sua demanda atual e futura contratada e mudou os critérios para ganhar os leilões do setor. Ao invés de ganhar a empresa que paga a maior taxa de tarifa de uso do bem público, ganharia quem apresentasse a menor tarifa pelos 30 anos de concessão.

SILVESTRE *et al.* (2010) analisam, em seu trabalho, cinco empresas nordestinas distribuidoras de energia elétrica, duas públicas e três privatizadas, nos períodos anterior e posterior à privatização. A conclusão dos autores foi que, durante o período de estudo, houve uma melhora do aspecto financeiro nas empresas privatizadas. No entanto, não é possível afirmar o mesmo em relação à qualidade do serviço prestado, sob a perspectiva do consumidor.

3 O MODELO DE PLANEJAMENTO A LONGO PRAZO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA

3.1 Introdução

O planejamento do despacho energético pode ser visto sob duas óticas diferentes. A primeira é o lado do planejador, por exemplo, o operador do sistema brasileiro, que possui como objetivo gerir os recursos energéticos do país de forma a minimizar os custos e, ao mesmo tempo, atender a demanda. A segunda é o lado do ofertante, por exemplo, o proprietário de uma usina hidrelétrica, que, a partir do preço da energia no mercado no estágio corrente, possui o objetivo de maximizar sua receita.

A minimização de custos ou maximização de receita é feita em um determinado período, tipicamente dividido em estágios, que correspondem a meses no caso do despacho a longo prazo. Essas definições podem ser encontradas no Manual do Usuário para o uso do SDDP (2013), que é o programa de planejamento da produção de energia a longo prazo desenvolvido pela empresa de consultoria PSR.

Considera-se que o custo de geração das hidrelétricas é pequeno, portanto, no problema de minimização de custos, considera-se que esse custo é igual a zero. Ou seja, no caso de um sistema hidrotérmico, o custo de produção de cada período é igual ao custo da energia produzida pelas termoelétricas somado ao custo de déficit.

O operador possui a opção de, em um determinado estágio, turbinar a água de seu reservatório ou armazená-la para um período futuro. Observa-se que, caso a

decisão seja de utilizar a água no estágio corrente, se o estágio seguinte for um período de seca, será preciso uma geração muito grande pelas termelétricas e, com isso, um alto custo de operação. Se, ao contrário, for decidido guardar a água para o próximo estágio e a afluência do próximo estágio for alta, haverá um vertimento de água se a quantidade esbarrar nos limites do reservatório e de turbinamento. Esta lógica é explicada, por exemplo, em COSTA JUNIOR (2013).



Figura 1: Decisão de utilização da água

No problema de maximização de receita, considera-se uma previsão de preços da unidade de energia, através de cenários. A decisão de guardar água é, portanto, associada à expectativa de um preço maior da unidade de energia em um momento futuro.

Como o modelo proposto neste trabalho se refere à maximização de receita, as próximas seções serão referentes a este problema.

3.2 Formulação do problema de maximização de receita

O modelo de maximização de receita é associado a incertezas em relação às afluências futuras e preços *spot* futuros. A forma clássica de representação destas in-

certezas, matematicamente, é através da árvore de cenários de afluências, como explicado em COSTA JUNIOR (2013). Neste modelo, considera-se que a afluência e preço *spot* no primeiro estágio são conhecidos e, para cada cenário de um determinado estágio, são representados n cenários com uma probabilidade p de ocorrer no estágio seguinte. Esta situação pode ser representada esquematicamente pela Figura 2, em que $n = 2$:

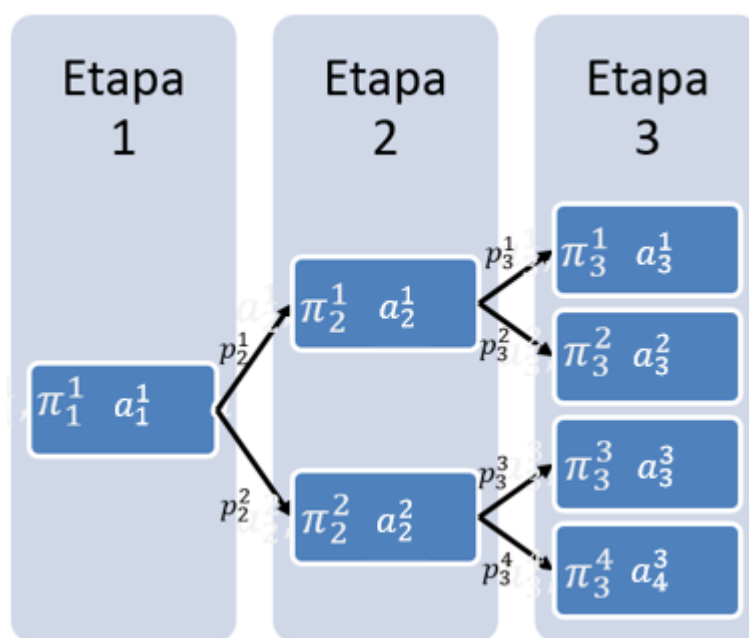


Figura 2: Árvore de cenários

Em que:

p_t^a é a probabilidade de transição do estágio $t - 1$ para o cenário a no estágio t

π_t^a é o preço *spot* referente ao cenário a no estágio t

a_t^a é a afluência referente ao cenário a no estágio t

As árvores de cenários descrevem a dependência entre a informação futura e resultados anteriores. As formulações baseadas em árvores de cenários podem forçar o

princípio da não antecipação, ou seja, as decisões devem ser feitas enquanto o futuro permanece desconhecido, logo, devem considerar todos os possíveis cenários futuros.

As formas de obter os valores possíveis de afluências estão descritas na seção 3.3. Já os preços *spot* são associados aos cenários de afluência. No Brasil, os preços estabelecidos por contratos pagos aos operadores das usinas hidrelétricas são baseados nos preços duais da equação de oferta-demanda, resultado do modelo de minimização de custos utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

É fácil notar que a quantidade de cenários a serem simulados aumenta exponencialmente com o número de estágios, o que torna o esforço computacional grande para a resolução. Por este motivo, os modelos para representar o problema de forma a demandar menos esforço computacional são amplamente estudados.

Um algoritmo de solução de destaque no setor é o desenvolvido por PEREIRA *et al* (1985), batizado de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE ou SDDP, em inglês). Nele, o *trade-off* explicado anteriormente entre utilizar a água no presente ou armazená-la para uso futuro é explicitado por uma Função de Custo Futuro (FCF). Quanto menos água é armazenada, maior é o custo futuro da operação. Essa função é aproximada através de soluções iterativas do problema, em que, a cada iteração, são adicionados cortes de Benders para refinar a representação da função, utilizando, para isso, informações das variáveis duais referentes à solução em uma iteração.

No presente trabalho, as incertezas serão representadas pela forma clássica da árvore de cenários, apesar das limitações mencionadas. A opção por esta representação é baseada na necessidade de simplicidade para um melhor entendimento do modelo proposto.

Como o objetivo do proprietário é maximizar o valor esperado da sua renda, nesta representação, este valor esperado é matematicamente representado como a média da renda obtida em cada cenário, ponderada pela probabilidade de ocorrência do cenário. Ou seja, a função objetivo do problema de otimização é formulada como:

$$F.O: \max \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{S_t} P_t^a \times \pi_t^a \times e_t^a \quad (3.1a)$$

$$P_t^a = \prod_{i=2}^t p_i^{a(i)} \quad (3.1b)$$

Em que:

T é o número de estágios no período de estudo

S_t é o número de cenários no estágio t

P_t^a é a probabilidade de ocorrência do cenário a no estágio t

π_t^a é o preço *spot* associado ao cenário a no estágio t

e_t^a é variável de decisão do problema, correspondente à energia produzida no cenário a , estágio t .

$p_i^{a(i)}$ é a probabilidade de transição do estágio $i-1$ para o cenário $a(i)$ no estágio t .

Tem-se que $a(t) = a$ e para os estágios anteriores, $a(i)$ é igual ao cenário que está ligado na árvore ao cenário a do estágio t . Com a representação por árvore de cenários, há um conjunto de restrições semelhante para cada estágio e cenário do período de estudo. Este conjunto básico será descrito a seguir.

3.2.1 Restrição de Balanço Energético

Considera-se um proprietário que possua apenas usinas hidrelétricas. A restrição de balanço energético obriga que a variável representando a quantidade de energia gerada em um cenário seja igual à soma das gerações destas usinas. Ela é representada como:

$$e_t^a = \sum_{h=1}^H \rho_h u_t^{a,h} \quad (3.2)$$

Em que:

H é o número de hidrelétricas

$u_t^{a,h}$ é o volume turbinado pela hidrelétrica h no estágio t , cenário a

ρ_h é o rendimento da usina h

O rendimento da usina é um valor que depende do nível do reservatório. Quanto maior for este nível, maior é esse rendimento, ou seja, produz-se mais energia por unidade de volume de água.

3.2.2 Restrição de Balanço Hídrico

Esta restrição expressa que o volume de um reservatório ao fim de um determinado período deve ser igual ao volume do reservatório ao início do período acrescido da água aportada ao reservatório e subtraindo-se a água que sai do reservatório neste mesmo período.

É esta restrição que explicita o acoplamento espacial e temporal do problema, visto que:

- O volume final de um estágio é igual ao volume inicial do estágio seguinte associada a esse cenário;

- A água vertida e turbinada por um reservatório a montante é aportada ao reservatório a jusante.

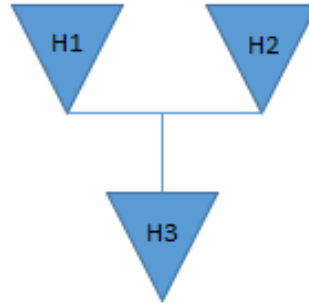


Figura 3: Cascata de usinas

Esta restrição é escrita como na equação 3.3.

$$v_{t+1}^{a,h} = v_t^{a,h} + a_t^{a,h} - u_t^{a,h} - \sigma_t^{a,h} + \sum_{m \in M_h} (u_t^{a,m} + \sigma_t^{a,m}) \quad , \forall h \in H \quad (3.3)$$

Em que:

$v_t^{a,h}$ é o volume inicial da usina h , no estágio t , cenário a

$a_t^{a,h}$ é o volume lateral afluente à hidrelétrica h durante o estágio t , cenário a

$\sigma_t^{a,h}$ é o volume vertido pela hidrelétrica h no estágio t , cenário a

M_h é o conjunto de usinas imediatamente a montante da hidrelétrica h .

3.2.3 Restrições de capacidade

As variáveis de decisão deste problema estão associadas a limites físicos de capacidade. Temos então que:

- As variáveis de volume estão restritas pela capacidade máxima do reservatório:

$$v_t^{a,h} \leq v_{max_h} \quad (3.4)$$

- As variáveis de turbinamento estão restritas pela capacidade máxima das turbinas:

$$u_t^{a,h} \leq u_{max_h} \quad (3.5)$$

- A energia gerada por uma usina em um estágio está restrita pela potência instalada:

$$\rho_h \times u_t^{a,h} \leq p_{inst_h} \times nh_t \quad (3.6)$$

Em que:

p_{inst_h} é a potência instalada na usina h

nh_t é o número de horas contidas no estágio t .

As restrições acima formam o conjunto básico de fatores que serão considerados neste trabalho. Além disso, os agentes econômicos diferem em suas decisões em relação ao risco que estão dispostos a assumir. A aversão ao risco também é modelada matematicamente e representada como uma restrição adicional do modelo. Na seção 3.4, são apresentadas algumas medidas de aversão ao risco comumente utilizadas.

3.3 Modelos para a geração de cenários de afluência

A série de afluências em um determinado período de estudo é uma série temporal estocástica, dado que as afluências podem ser consideradas uma família de variáveis aleatórias indexadas pelo tempo. As séries temporais geralmente não são estáveis, especialmente na área de hidrologia. As séries hidrológicas são influenciadas por inúmeros fatores, como a condição do tempo, evaporação, fator humano, etc, com variações aleatórias e sazonais.

CHENG-PING *et al.* (2011) citam como técnicas comuns para a previsão de séries temporais hidrológicas:

- Modelo auto-regressivo (AR),
- Modelo auto-regressivo de média móvel (ARMM),
- Redes neurais artificiais (RNA),
- *Grey Theory*,
- *Support vector machine*, etc.

Segundo os autores, os modelos AR e ARMM são adequados apenas para séries temporais estacionárias e possuem boa precisão apenas para previsões em curto prazo. Já as RNAs são boas para lidar com relações não lineares, mas possuem alguns inconvenientes como o encontro de pontos ótimos locais e a necessidade de uma amostra muito ampla para o estudo.

A formulação do modelo de séries temporais AR(1) para a variável Z_t , que representa a afluência em um estágio, é encontrada, por exemplo, no trabalho de Dias *et al.* (2010) e é como a seguir :

$$Z_t = \alpha + \phi_k Z_{t-1} + \epsilon_t \quad (3.7)$$

Em que:

α e ϕ_k são parâmetros do modelo a serem ajustados

ϵ_t é uma sequência de distribuição $N(0, \sigma^2)$ independente e identicamente distribuída

De forma resumida, um processo ARMM(p,q) é uma série formada por uma parte auto-regressiva e uma parte de médias móveis. Chamamos de médias-móveis de ordem q (MM) o modelo:

$$Z_t = a_t - \theta_1 a_{t-1} - \theta_2 a_{t-2} - \dots - \theta_q a_{t-q} \quad (3.8)$$

Este processo é assim chamado porque Z_t é calculado através da aplicação dos pesos $1, \theta_1, \dots, \theta_q$ às variáveis $a_t, a_{t-1}, \dots, a_{t-q}$, e então movendo os mesmos pesos em 1 unidade de tempo, com sua aplicação a $a_{t+1}, a_t, \dots, a_{t-q+1}$ para obter Z_{t+1} . Unindo o modelo AR ao modelo MM, obtemos o modelo ARMM como mostrado na equação 3.9.

$$Z_t = \sum_{k=1}^p \phi_k Z_{t-k} + a_t + \sum_{m=1}^q \theta_m a_{t-m} \quad (3.9)$$

O processo (a_t) deve ser um ruído branco com média zero e desvio padrão σ constante. Os passos principais consistem então em determinar a ordem p da parte auto-

regressiva e q da parte de média móvel e em estimar os coeficientes. Abordagens comuns para a estimação dos coeficientes utilizam a Probabilidade-Máxima e variantes do método dos mínimos quadrados.

Já o modelo de GT (MGT) se aplica apenas quando os dados originais são não-negativos e mudam através de uma lei exponencial, mas é mais adequada para resolver questões de falta de informação do processo de predição, diminui a aleatoriedade de fatores de distúrbio dos dados históricos e revela a regularidade da série temporal histórica. O modelo SVR, por sua vez, é derivado da teoria de aprendizado estatístico e baseado na minimização do risco estrutural, possui boa habilidade de generalização, e ainda consegue alcançar boas características estatísticas mesmo na condição de muito menos amostras estatísticas.

O modelo de GT lida com sistemas com falta de informação, e utiliza um espectro de cor preto-cinza-branco para descrever sistemas complexos cujas características são apenas parcialmente conhecidas ou conhecidas com incerteza. No *Grey System*, o processo técnico de geração de dados é um conceito chave para obter uma série de dados mais regular a partir da série de dados original. Ele possui três métodos frequentemente utilizados: geração de média, operação de geração acumulada (OGA) e operação de geração acumulada invertida (OGAI).

O modelo desenvolvido por CHENG-PING *et al.* (2011) baseia-se nos seguintes pontos: a geração de sequências GT é melhor em lidar com amostras pequenas do que outros métodos, e ao mesmo tempo, diminui a influência de fatores de distúrbio aleatório entre as amostras, e ainda revela o padrão da série temporal histórica. Após o processamento, pode-se obter uma sequência “gray” com uma lei exponencial crescente

que é mais benéfica para o estudo da SVR. Já a SVR possui como um dos pontos negativos um maior erro na fase de treinamento e um maior tempo de treinamento, de forma que a precisão da predição não é elevada, portanto é vantajoso o estudo de uma sequência já tratada anteriormente. De fato, os resultados do artigo mostraram uma melhor precisão do novo modelo se comparado com o SVR e RNA.

SOUZA *et al.* (2012) utilizam um modelo para a geração de cenários hidrológicos chamado Modelo Periódico Auto-regressivo, PAR (p), em que os parâmetros apresentam um comportamento periódico baseado nas estações secas e chuvosas. Em geral, p é um vetor, em que cada elemento representa a ordem de cada período.

Técnicas baseadas neste modelo foram aplicadas de forma bem-sucedida para o planejamento energético de sistemas hidrotérmicos reais, como o Brasil, e são capazes de representar a sazonalidade e a dependência serial e espacial das afluências, produzindo cenários sintéticos de afluências, conforme afirmado no trabalho de SOUZA *et al.* (2012).

O modelo PAR(p) é matematicamente descrito por:

$$\begin{aligned} \left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) &= \varphi_1^m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) + \varphi_2^m \left(\frac{Z_{t-2} - \mu_{m-2}}{\sigma_{m-2}} \right) + \dots \\ &+ \varphi_{p_m}^m \left(\frac{Z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}} \right) + a_t \end{aligned} \quad (3.8)$$

Em que:

Z_t representa a séries de afluências

t indexa o tempo $t= 1, 2, \dots, sN$, em que N é o números de anos de estudo e s é o número de períodos sazonais no ano (tipicamente $s=12$)

m indexa os períodos sazonais, $m= 1, 2, \dots, s$

μ_m é a média sazonal do período m

σ_m é o desvio padrão do período m

φ_i^m é o i -ésimo coeficiente auto-regressivo do período m

p_m é a ordem do operador do período m

a_t é uma série de ruídos independentes com média 0 e variância $\sigma_a^{2(m)}$

No trabalho de BEZERRA *et al.* (2012), encontramos o modelo PAR(p) aplicado para encontrar o modelo de geração de aflúências e utilizá-lo na simulação Monte Carlo, que possui como objetivo capturar a incerteza das aflúências durante o horizonte de planejamento. O cenário de aflúência é multivariado, com um componente para cada usina, e pode ser gerado através da simulação de Monte Carlo.

Os estimadores dos parâmetros do modelo PAR(p) estão sujeitos a variações aleatórias, já que são função de fenômenos aleatórios, o que significa que, além da incerteza nas aflúências, também há incertezas nos parâmetros estatísticos que não são capturadas no modelo PAR(p) padrão.

Os modelos PAR(p) para aflúência são comumente utilizados em hidrologia. A sazonalidade em médias mensais e desvios padrões são considerados através de meios para a padronização mensal das aflúências. Este modelo é atraente principalmente porque a variância e autocorrelação das aflúências anuais são também preservadas, o que é desejável para um sistema de regularização para diversos anos como o Brasil.

A ordem do modelo auto-regressivo univariado em relação à afluência mensal da usina é escolhida de forma que o termo de erro do modelo seja um ruído branco, ou seja, não haja uma estrutura de correlação nos resíduos do modelo. Os parâmetros são estimados de forma a preservar as correlações seriais correspondentes das afluências.

Devido ao comportamento positivo das afluências, não pode ser assumida uma distribuição normal neste modelo. É considerada então uma distribuição marginal log-normal a 3 parâmetros, em que cada parâmetro (μ , δ e Ψ) é escolhido de forma a preservar os parâmetros históricos da usina (média da afluência e desvio padrão) e garantir afluências positivas, respectivamente. Os autores assumem um modelo univariado PAR(1), por simplicidade, mas afirmam que o desenvolvimento posterior pode ser estendido para maiores ordens.

Para a execução da simulação Monte Carlo, o parâmetro Ψ é calculado de forma a garantir uma afluência positiva. As equações para seu cálculo estão em [19] mas serão omitidas neste trabalho.

BEZERRA *et al.* (2012) apresentam os passos para a simulação Monte Carlo baseada no modelo PAR(1) univariado, que são:

1. Utilizar um gerador Gaussiano pseudo-aleatório para obter um erro;
2. Estimar o limite inferior Ψ ;
3. Calcular a média e o desvio padrão da variável aleatória w_m ;
4. Estimar o ruído branco que garante uma afluência positiva;
5. Obter o valor da afluência transformando-o de volta ao domínio lognormal e perfil mensal.

Segundo os autores, o uso de modelos estocásticos representando as possíveis trajetórias das afluições está sujeito a dois principais tipos de erros: a incerteza na escolha de uma distribuição de probabilidades e a incerteza na estimação de parâmetros. Como os parâmetros, neste modelo, são determinados apenas considerando-se os dados históricos de afluição, pode haver um viés nas séries sintéticas de afluição quando se assume que os parâmetros da população são iguais aos parâmetros da amostra. Para avaliar o erro desta estimação, a técnica mais comum é computar o intervalo de confiança do estimador, que pode ser calculado através de fórmulas clássicas ou técnicas de reamostragem como *Jacknife* ou *Bootstrap*.

Quanto às redes neurais, elas são explicadas em ZAMBELLI e SOARES (2009a). Elas são modeladas com base em princípios básicos de funcionamento do cérebro humano, consistindo em diversos “neurônios”, que recebem informação de outros “neurônios” de input e agregam esta informação. Desta forma, é determinado se o “neurônio” deve ser ativado e assim propagar a informação para outros “neurônios”. As Redes Neurais Artificiais (RNA) foram largamente sugeridas para a análise de séries temporais devido à sua habilidade em lidar com relações não lineares entre input e output.

Encontramos em ZAMBELLI *et al.* (2009b) a combinação das RNAs com Sistemas de Inferência Fuzzy, dando origem às Redes Neurais Fuzzy (RNF). Os autores apresentam um esquema geral de Sistema de Inferência Fuzzy (FIS):

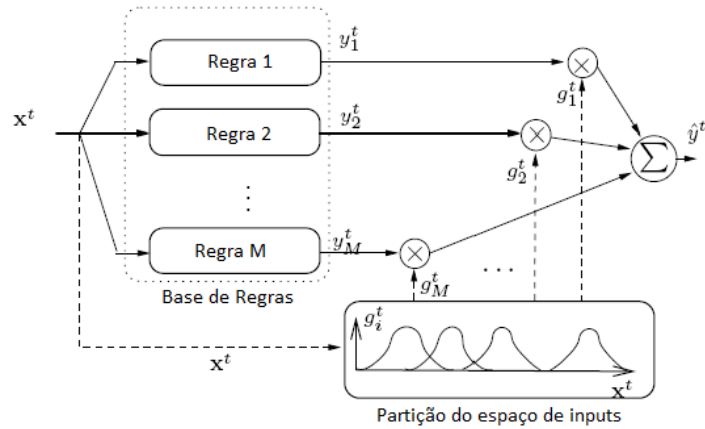


Figura 4: Sistema de Inferência Fuzzy. Fonte: adaptado de ZAMBELLI *et al.* (2009b)

Em linhas gerais, podemos dizer que o espaço de inputs é particionado em M sub-regiões, e através de funções de pertencimento, cada input x^t terá um grau de pertencimento g_i^t a cada uma dessas sub-regiões. Através de uma regra para cada espaço, os outputs locais y_i^t são calculados e o output \hat{y}^t é calculado através da soma dos outputs locais multiplicados pelo grau de pertencimento g_i^t . O espaço de outputs é geralmente também particionado, e um output terá um determinado grau de pertencimento a cada um desses espaços. Posteriormente, há um estágio de difuzzificação, geralmente através do método de cálculo do centroide.

Assim, as RNF representam um método que une a capacidade de aprendizado, associação e computação paralela com a habilidade de representação de conhecimento e racionalização da lógica *fuzzy*.

Os autores avaliam duas abordagens distintas para a obtenção das sequências de previsão de afluência. Na primeira, chamada FIS-M, doze modelos FIS diferentes são

ajustados, um para cada mês do ano. Na segunda, chamada FIS-A, reduz-se o erro da previsão em longo prazo através de uma estratégia de previsão “*top-down*” (TD).

A abordagem da FIS-A prevê a agregação de doze amostras de afluências mensais futuras (a afluência agregada para o próximo ano) através do ajuste de 12 modelos diferentes em uma base anual. Os resultados da previsão devem ser, então, posteriormente desagregados nas estimativas mensais, o que é feito utilizando-se os fatores de contribuição históricos de cada mês no ano, com base nos valores da média em longo prazo.

No trabalho de DING e DING (2009), a motivação para o estudo da previsão de afluências não foi o estudo do despacho energético em longo prazo, mas os impactos de enchentes e secas na China para atividades econômicas e prevenção de desastres. O modelo de previsão neste trabalho considera que as séries temporais podem ser divididas em 3 subsequências: o termo periódico, o termo de tendência e o termo residual.

$$P(t) = P_S(t) + P_T(t) + P_R(t) \quad (3.9)$$

O termo periódico reflete mudanças cíclicas como o impacto de fatores climáticos, geologia, fenômenos de atividades humanas. Os parâmetros são baseados em estatísticas dos anos da última década ou mais anos, constituindo um “ano climático” com a representação das médias dos dados mensais. O termo de tendência reflete a mudança de elementos hidrológicos através do tempo t , causada por fatores humanos, e para seu cálculo, é feito um modelo de análise separado para o mesmo mês em anos diferentes.

Quanto ao termo residual, deve ser feita uma análise para determinar se a diferença da sequência residual não é caótica. Se, após retirados os termos de periodicidade

e tendência, a sequência for caótica, os autores aplicam um sistema de inferência de rede neural *fuzzy* auto-adaptativa para ajustar e prever a sequência caótica remanescente.

3.4 Medidas de risco

Os modelos de otimização utilizados para o problema de despacho energético otimizam o custo (minimização) ou a receita (maximização) na média, ou seja, podem haver cenários com resultados significativamente diferentes que se compensam na média. O objetivo de uma abordagem de aversão ao risco na formulação é limitar valores altos de custos ou baixos de renda a um determinado nível de probabilidades, como afirmado em Dias *et al.* (2010).

Existem diversas medidas de risco possíveis de serem aplicadas, mas elas devem atender as condições de coerência. De acordo com ARTZNER *et al.* (1997), uma função $\rho: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ é uma medida de risco coerente se ρ satisfizer os seguintes axiomas para Z_1 e $Z_2 \in \mathbb{R}^n$:

- Convexidade:

$$\rho(\alpha Z_1 + (1 - \alpha)Z_2) \leq \alpha \rho(Z_1) + (1 - \alpha)\rho(Z_2), \text{ para } \alpha \in [0,1];$$

- Monotonicidade:

$$\text{Se } Z_1 \leq Z_2, \text{ então } \rho(Z_1) \leq \rho(Z_2)$$

- Homogeneidade Positiva:

$$\text{Se } c \in \mathbb{R} \text{ e } c > 0, \text{ então } \rho(cZ_1) = c \rho(Z_1)$$

- Equivariância de translação:

Se $c \in R$ e $c > 0$, então $p(c + Z_1) = c + p(Z_1)$

Em COSTA JUNIOR (2013), encontra-se uma boa referência sobre três abordagens diferentes para medir o risco, que são amplamente utilizados, e que são: Receita Mínima (RMin), “*Value-at-Risk*” (VaR) e “*Conditional Value-at-Risk*” (CVaR).

O primeiro indicador, RMin, consiste na imposição de um valor mínimo aceitável de receita para a distribuição estocástica de cenários de receitas. Como a exigência de que todos os cenários ou certa parcela grande deles tenham uma renda mínima pode ser impossível de ser atendida, esta restrição é implementada nos algoritmos através de uma variável de violação, que corresponde à diferença entre a receita de um cenário e a receita mínima imposta, caso a primeira seja menor do que a segunda, e vale zero caso contrário. Este termo é adicionado à função objetivo através de uma penalização.

Matematicamente, essa penalização é representada pela substituição, na função objetivo, dos custos $c^T X_t$ por funções:

$$f_t(x_t) = c_t^T x_t + \phi_t [c_t^T x_t - \theta_t]^+ \quad (3.10)$$

Em que θ_t representa o limite mínimo e ϕ_t representa a penalidade por unidade excedida.

O segundo indicador, VaR, consiste na imposição de que, dado um α geralmente pequeno, todas as receitas pertencentes ao $(1-\alpha)$ -ésimo percentil da distribuição crescente de receitas com variável aleatória Z sejam maiores do que um determinado valor u . No entanto, pode ser mostrado que esta medida não respeita a condição de sub-aditividade e não é convexa. Esta condição, para o caso de custos, é apresentada sob forma de equação como a seguir e representada graficamente como a figura em seguida.

$$VaR_{1-\alpha}[Z] = \inf_u \{u: \Pr(Z \leq u)\} \geq 1 - \alpha \quad (3.11)$$

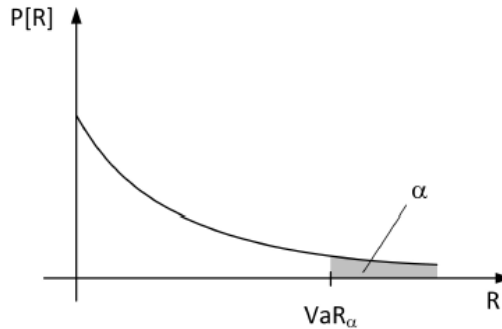


Figura 5: Representação Gráfica do VaR. Fonte: COSTA JUNIOR (2013)

Como o VaR é uma restrição que considera apenas o $(1 - \alpha)$ -ésimo percentil de maiores receitas (ou seja, as menores receitas do α -ésimo percentil podem assumir qualquer valor pequeno), enquanto a RMin considera o α -ésimo percentil de menores receitas (nenhuma receita pode ficar abaixo de RMin), a otimização utilizando a restrição de controle de risco de RMin resulta em receitas menores do que utilizando o VaR equivalente como medida de risco, dado que a última restrição é mais relaxada.

O CVaR é uma extensão do indicador VaR que garante o atendimento das condições para ser considerado uma medida de risco coerente. Dado um α geralmente pequeno, a CVaR impõe uma condição mínima para o valor esperado das receitas pertencentes ao α -ésimo percentil da distribuição crescente de receitas.

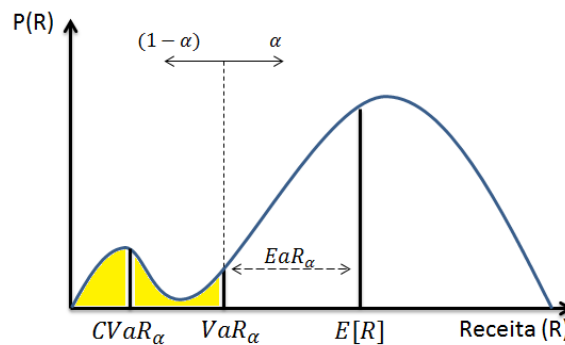


Figura 6: Representação gráfica do CVaR.

4 MODELO PROPOSTO: “SLICING”

4.1 Objetivos e descrição do modelo

Na seção 2.3, foram apresentadas as questões relacionadas ao poder de mercado que um ou mais competidores podem possuir. Quando, em um mercado, uma única usina representa uma parcela muito grande da energia produzida, a transição de um mercado regulado pelo governo para um mercado desregulado em que um único agente possuirá esta usina pode levá-lo a adquirir poder de mercado. O ideal é, portanto, que este tipo de usina não esteja na mão de apenas um proprietário, mas tenha sua posse dividida para evitar que haja um agente com poder de mercado.

Na seção 2.4, apresentou-se outra dificuldade, relacionada à privatização de usinas que estão em cascata. A dependência das usinas a jusante em relação à operação daquelas a montante, assim como a inexistência de uma otimização global da cascata, mas ao contrário, diversas otimizações locais feitas por cada agente, são características que complicam este processo de privatização.

O modelo proposto, “Slicing”, possui como objetivo oferecer uma solução para os problemas descritos. No modelo apresentado neste trabalho, cada um dos $n = 1, \dots, N$ proprietários de uma mesma usina ou cascata de usinas propõe um despacho detalhado para *toda a cascata*, incluindo todas as restrições operativas, porém só fica com uma fração f_n da produção de energia que corresponde à sua fatia ($\sum f_n = 1$).

Em seguida, deve existir um operador da cascata que opera as usinas de tal forma a atender o somatório de requisitos de energia de cada participante, dado pelas suas

respectivas propostas de despacho. Isto é possível porque a combinação convexa das operações dos proprietários é uma operação viável, como demonstrado no Apêndice A.

Além de ser uma solução para os problemas descritos anteriormente, uma energia adicional à demandada pelos proprietários pode também ser produzida em determinadas situações, como será mostrado posteriormente. Isso é bastante vantajoso porque mostra que há ganhos para os proprietários ao participarem do modelo proposto. Veremos que isso ocorre, por exemplo, porque há uma diminuição dos riscos associados às decisões operativas de estocar muita água (o que pode levar a desperdícios) ou pouca água (o que pode levar à falta de água em períodos futuros).

4.2 Formulação do problema

Neste problema, a cascata é dividida em $n = 1, \dots, N$ fatias, com fatores de participação $\{f_n, n = 1, \dots, N\}$ ($\sum_n f_n = 1$). Cada proprietário irá propor um despacho detalhado para toda a cascata, portanto, neste trabalho, haverá um modelo de otimização para cada proprietário. Além disso, haverá um modelo de otimização para o operador central, que deverá garantir que os proprietários receberão a energia que demandaram com a sua proposta.

O modelo utilizado por cada proprietário será igual ao apresentado no capítulo 3: incertezas modeladas através de árvores de cenário, objetivo de maximização da receita esperada e restrições de balanço energético, balanço hídrico e de capacidade. Além disso, em alguns casos será adicionada uma restrição de aversão ao risco. A medida de aversão ao risco escolhida para ser adotada neste trabalho é o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR). A diferença é que cada proprietário se apropriará apenas de sua fatia, ou

seja, cada demanda de produção de energia será multiplicada pelo seu fator de participação. A sua renda esperada será, portanto, igualmente multiplicada pelo fator de participação.

Conforme dito na seção 3.2.1, o rendimento das hidrelétricas não é constante. Isso significa que a restrição apresentada nesta mesma seção não é linear. Além de ser necessário linearizá-la para que se possa utilizar métodos de programação linear para a otimização do planejamento, a não-linearidade leva a outros problemas para o caso do modelo “Slicing”. No Apêndice B é explicado que, em teoria, podem haver casos em que o volume turbinado necessário para atender a demanda dos proprietários é maior do que a combinação convexa do volume turbinado nas usinas virtuais. Neste trabalho, o rendimento será considerado constante para simplificar o modelo, facilitando a interpretação de seu funcionamento.

Para o caso do operador central, além das restrições já apresentadas, acrescentamos duas restrições adicionais, descritas a seguir.

4.2.1 Restrição de produção mínima - Operador central

Uma vez tendo resolvido seu problema de despacho no estágio t , cada proprietário n envia ao operador central seu *cronograma de produção*, composto de:

1. Produção de energia no estágio: $f_n \times \hat{E}_t^n$
2. Vetor de volumes armazenados ao final do estágio: $\{\hat{v}_{t+1,h}^n\}$

Então o operador central da cascata deve produzir no mínimo o suficiente para satisfazer às demandas dos proprietários, representada por D_t . Qualquer energia adicional que seja produzida pelo operador central em um estágio é vendida no mercado *spot*, e é representada por ead_t .

$$D_t = \sum_{n=1}^N f_n \times \hat{E}_t^n \quad (4.1a)$$

$$\sum_{h=1}^H \rho_h u_t^h = ead_t + D_t \quad (4.1b)$$

4.2.2 Restrição de volume mínimo - Operador central

Para garantir a viabilidade da operação do operador central, que deve produzir no mínimo a energia demandada pelos proprietários, conforme mostrado em 3.2.4, adiciona-se uma restrição de volume mínimo para a cascata real. Em cada cenário, o volume final do reservatório deve ser no mínimo a combinação convexa do volume dos reservatórios das cascatas virtuais, ponderado pelo fator de participação do proprietário.

$$v_{t+1}^h \geq \sum_{n=1}^N f_n \times \hat{v}_{t+1,h}^n \quad (4.2)$$

Os volumes finais das cascatas virtuais estão representados pelos valores $\{\hat{v}_{t+1,i}^n\}$. No Apêndice A é demonstrado que, partindo de um mesmo volume armazenado no estágio inicial ($t = 1$) no modelo de despacho para todos os proprietários e gerente da cascata, a linearidade do problema implica que a sequência de problemas de despacho associada ao gerente da cascata em cada estágio é viável para toda sequência de despacho de cada proprietário n que satisfaça as restrições descritas.

4.2.3 Abordagens para a maximização da receita do operador central

A receita do operador central é proveniente da geração *adicional* aos cronogramas dos proprietários, representada por ead_t . Um resultado importante discutido no Apêndice A é que se as estratégias de operação (nível de despacho, vertimento, etc.) dos proprietários são idênticas, então o excedente para o operador da cascata é nulo.

No problema de otimização do operador, duas abordagens serão modeladas: o operador que possui acesso à distribuição de probabilidade dos preços *spot* futuros e o operador que não possui essa informação.

4.2.3.1 O operador sem informação futura

Nesta abordagem, mais realista em termos de viabilidade de implantação, considera-se que, em cada estágio e cenário, o operador tem informações sobre afluências, preços *spot* e requisitos de energia dos proprietários nesse estágio e cenário, mas não da distribuição futura dessas grandezas. Nesse caso, sua operação é dada pela otimização separada para cada estágio e cenário, considerando as afluências, preços *spot* e requisito de energia dos proprietários associadas a esse estágio e cenário. Considerando que ele vende apenas a energia produzida que não está comprometida para atender ao cronograma dos proprietários, seu ganho esperado total é dado por:

$$E(R_{op}) = \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{S_t} P_t^a \times [(F.O.)_{t,a}] \quad (4.3a)$$

$$(F.O.)_{t,a} := \pi_t^a \times ead_t^a \quad (4.3b)$$

4.2.3.2 O operador com informação futura

Nesta abordagem, considera-se que em cada estágio e cenário o operador tem informações não somente sobre aflúências, preços *spot* e requisitos de energia requisitados dos proprietários nesse estágio e cenário, como também da distribuição futura dessas grandezas. Nesse caso, sua operação será dada pela otimização conjunta, ao longo de todos os estágios e cenários, de sua renda esperada. A expressão de sua renda esperada, observando que ele vende apenas a energia produzida que não está comprometida para atender ao cronograma dos proprietários, é dada por:

$$E(R_{op}) = F.O. := \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{S_t} P_t^a \times \pi_t^a \times ead_t^a \quad (4.4)$$

A diferença entre as duas abordagens do problema do operador apresentadas é que o operador que considera as informações dos estágios futuras pode escolher, no caso em que há uma oportunidade de gerar uma energia suplementar, se ele irá fazê-lo no mesmo estágio ou se vale a pena estocar a água para gerar a energia em outro estágio, para tomar partido, por exemplo, de preços *spot* maiores no futuro.

Quando o rendimento é modelado como constante, como no caso do modelo desenvolvido, a geração de uma energia suplementar pelo operador está associada ao turbinamento de uma parcela do volume de água que é vertida em uma ou mais cascatas virtuais. Uma condição necessária (mas não suficiente) para a geração dessa energia suplementar em um estágio é que o limite de turbinamento não seja atingido em pelo menos um dos problemas de operação associado aos proprietários. Por outro lado, uma condição necessária (mas não suficiente) para que o operador possa estocar água para

geração futura da energia suplementar é que limite de armazenamento não seja atingido em pelo menos um dos problemas de operação associado aos proprietários.

Na seção 5, um exemplo simples de ser solucionado analiticamente será apresentado para ilustrar os problemas de otimização que acabam de ser descritos. Em seguida, na seção 6, será apresentado o resultado da aplicação para um caso realista obtido a partir dos dados da usina de Salto Grande, compartilhada pela Argentina e Uruguai.

5 RESULTADOS COM UM EXEMPLO SIMPLES

O modelo descrito no capítulo 4 foi implementado em C++, utilizando o programa Microsoft Visual Studio 2010, com o Solver GLPK. O exemplo apresentado a seguir irá ilustrar os problemas de otimização descritos na seção anterior. Os dados da hidrelétrica e as informações gerais do caso são fornecidos nas tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Dados da Hidrelétrica

Dados hidro	H1
Volume inicial	0
Rendimento	1
Turbinamento máximo	15
Volume máximo	15
Volume mínimo	0

Tabela 2: Informações gerais do caso

Número de etapas	3
Número de proprietários	2
Participação (fn) de cada proprietário	0.5

A árvore de cenários que representa as afluências, preços *spots* e probabilidades de transição é mostrada na **Figura 7**.

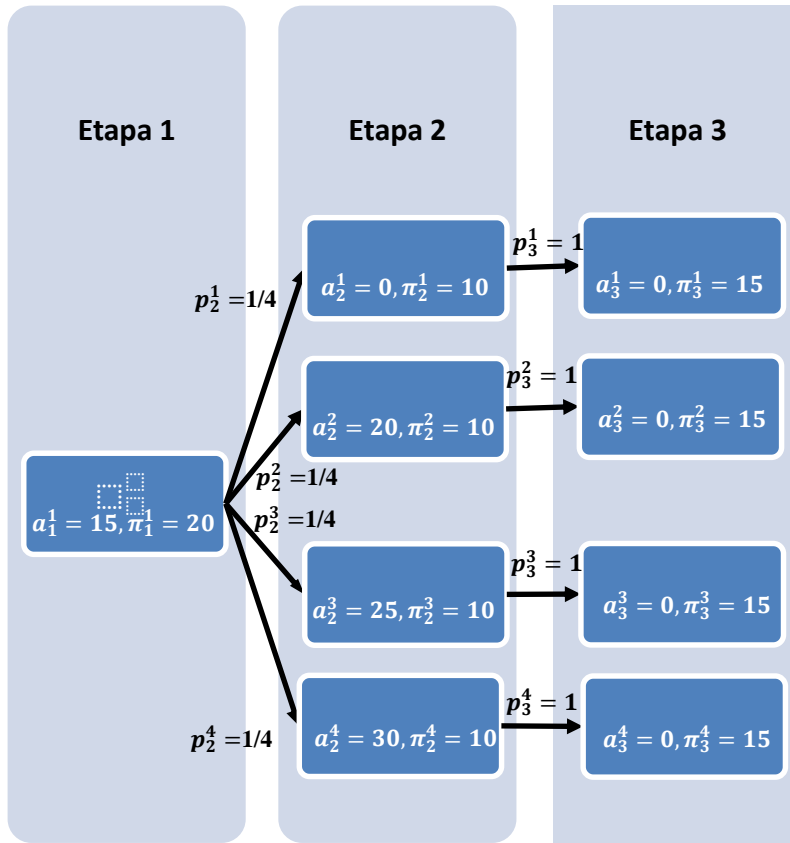


Figura 7: Árvore de Cenários

5.1 Otimização da operação dos proprietários sem restrição de CVaR

Como não há restrição de CVaR, o problema de otimização é idêntico para ambos os proprietários e os resultados correspondentes são mostrados na tabela 3, lembrando que a renda em determinado estágio e cenário é dada por:

$$R_t^{a,n} = f_n \times \pi_t^a \times e_t^{a,n} \quad (5.1)$$

Em que:

$R_t^{a,n}$ é o valor da receita do proprietário n no estágio t, cenário a

Na tabela 3, E.P. representa a energia produzida no estágio e cenário correspondentes, E(Receita) representa o valor esperado para a receita em determinado estágio e VF representa o volume final no estágio e cenário correspondentes.

Tabela 3: Resultados dos proprietários

Estágio	Cenário	E.P.	Receita	E(Receita)	VF	Vertido
1	1	15	150	150	0	0
2	1	0	0	37.5	0	0
	2	5	25		15	0
	3	10	50		15	0
	4	15	75		15	0
3	1	0	0	84.4	0	0
	2	15	112.5		0	0
	3	15	112.5		0	0
	4	15	112.5		0	0

O valor da função objetivo encontrada pelo solver GLPK é 271.9, o que pode ser também verificado analiticamente, uma vez que sabemos que a renda total esperada é:

$$E(R^n) = \sum_{t=1}^T E(R_t^n) = 150 + 37.5 + 84.4 = 271.9 \quad (5.2)$$

Em que:

R_t^n é o valor esperado da receita do proprietário n no estágio t

Esses resultados podem ser obtidos por inspeção: como o maior preço *spot* é o do primeiro estágio, toda a afluência do primeiro estágio é turbinada imediatamente. Como o segundo maior preço *spot* é o do terceiro estágio, é mais vantajoso, se possível, armazenar a afluência do segundo estágio para produzir a energia no terceiro.

Como a afluência no terceiro estágio, para todos os cenários, vale zero, é vantajoso armazenar o máximo do volume para o terceiro estágio. No cenário 1, a afluência vale zero, portanto nada é armazenado; no cenário 2, a afluência vale 20, portanto 5 unidades são turbinadas e 15 armazenadas; no cenário 3, a afluência vale 25, portanto 10 unidades são turbinadas e 15 armazenadas; no cenário 4, a afluência vale 30, portanto 15 unidades são turbinadas e 15 armazenadas.

Pode-se observar também nesse caso que o ganho do operador é nulo independentemente se ele tem informações sobre o futuro ou não:

1. Primeiro estágio: ele deve turbinar toda a afluência para atender ao somatório dos requisitos dos proprietários; com isso, não há excedente de energia nesse estágio para ele vender no *spot*.
2. Segundo estágio: como, para cada cenário, ele deve atender ao somatório dos requisitos dos proprietários, o máximo de volume que ele pode armazenar para o terceiro estágio, em cada cenário, é igual ao volume final da cascata virtual de cada proprietário. Por outro lado, sua restrição de volume mínimo no final do estágio faz com que o volume mínimo que ele deve armazenar seja igual ao volume final da cascata virtual de cada proprietário. Como resultado, não há excedente de energia nesse estágio para ele vender no *spot*.
3. Terceiro estágio: o volume disponível para turbinamento em cada cenário é o estritamente necessário para o atendimento do somatório dos requisitos dos proprietários e não há excedente de energia nesse estágio para ele vender no *spot*.

Note que o resultado acima para o operador (ganho nulo) é consequência do fato de que seu excedente de energia é nulo, como decorrência de que as estratégias de operação dos proprietários são idênticas.

5.2 Otimização da operação dos proprietários com restrição de CVaR

Para ilustrar a influência das restrições de CVaR no valor da renda esperada, serão acrescentadas restrições de CVaR distintas para os dois proprietários:

- Para o primeiro proprietário, no estágio 2, $CVaR_{75\%}(R_t) \geq 75$, e não há restrições de CVaR para o estágio 3.

- Para o segundo proprietário, no estágio 2, $CVaR_{50\%}(R_t) \geq 25$, e não há restrições de CVaR para o estágio 3.

Os resultados obtidos para os dois proprietários estão nas tabelas 4 e 5.

Tabela 4: Resultados proprietário 1 com restrição de CVaR

Estágio	Cenário	E.P.	Renda	E(Renda)	VF	Vertido
1	1	0	0	0	15	0
2	1	15	75	75	0	0
	2	15	75		15	5
	3	15	75		15	10
	4	15	75		15	15
3	1	0	0	84.4	0	0
	2	15	112.5		0	0
	3	15	112.5		0	0
	4	15	112.5		0	0

Tabela 5: Resultados proprietário 2 com restrição de CVaR

Estágio	Cenário	E.P.	Renda	EV(r)	VF	Vertido
1	1	15	150	150	0	0
2	1	0	0	43.8	0	0
	2	10	50		10	0
	3	10	50		15	0
	4	15	75		15	0
3	1	0	0	75	0	0
	2	10	75		0	0
	3	15	112.5		0	0
	4	15	112.5		0	0

Com isso, temos que:

$$E(R^1) = \sum_{t=1}^T E(R_t^1) = 75 + 84.375 = 159.4 \quad (5.3a)$$

$$E(R^2) = \sum_{t=1}^T E(R_t^2) = 150 + 43.75 + 75 = 268.8 \quad (5.3b)$$

Concluimos que a restrição de CVaR, conforme esperado, causou uma diminuição no valor esperado da receita de ambos os proprietários com relação ao caso anterior, mas foi mais restritiva para o proprietário 1.

Novamente, essa solução pode ser obtida por inspeção como descrito a seguir. Para o primeiro proprietário, a restrição de CVaR impõe que as receitas no 25-ésimo percentil possuam um valor esperado maior ou igual a 75, no segundo estágio. Como há apenas 4 cenários, isso impõe que o cenário de menor receita possua uma receita maior ou igual a 75. Como, no cenário de menor afluência, a afluência no segundo estágio vale zero, impõe-se que o volume final no estágio 1 seja igual a 15, para que seja turbinado no estágio 2 levando a uma receita de:

$$R_2^{1,1} = f_1 \times \rho \times u_2^{1,1} \times \pi_2^1 = 0.5 \times 1 \times 15 \times 10 = 75 \quad (5.4)$$

Como um volume de 15 tem que ser armazenado para o estágio 2, a energia produzida no estágio 1 é nula.

Nos outros cenários, há vertimento visto que:

$$u_{max} + v_{max} = 30 < v_2^{i,1} + a_2^i = 15 + a_2^i \quad \forall i \neq 1 \quad (5.5)$$

Para o proprietário 2, a restrição de CVaR impõe que as receitas no 50-ésimo percentil possuam um valor esperado maior ou igual a 25, no segundo estágio. Isso impõe que a média da receita dos dois cenários de menor receita seja maior ou igual a 25. Para isso, não é necessário que a afluência do primeiro estágio, com preço *spot* maior, seja armazenada. A afluência do segundo cenário de menor afluência, no segundo estágio, vale 20; como o *spot* do terceiro estágio é maior do que o do segundo, será turbinado o mínimo para atender a restrição. Ou seja, para que a expressão 5.5 seja maior do que 25:

$$\frac{R_2^{1,2} + R_2^{2,2}}{2} \quad (5.5)$$

$R_2^{2,2}$ deve ser 50, e com isso, $u_2^{2,2}$ deve ser maior do que 10.

Nos outros cenários, a solução permanece a mesma da encontrada sem a adição da restrição de CVaR.

Como as estratégias de operação dos proprietários não são idênticas, espera-se que seja possível haver um excedente de energia para operador, como veremos abaixo.

5.3 Otimização do ganho do operador sem informação futura

Otimizando o ganho do operador com as restrições dos proprietários sujeitos às restrições de CVaR da seção 4.2, podemos ver que o limite de turbinamento não é atingido para o problema de operação do segundo proprietário, no estágio 2, cenários 2 e 3, e que há condições para ele gerar uma energia extra nesse estágio e cenários. Essa energia extra gerada está associada a uma parcela da água vertida no modelo de operação do proprietário 1. Nota-se também que o limite de armazenamento não é atingido para o problema de operação do segundo proprietário, no estágio 2, cenário 2, o que permitiria que ele estocasse água para o próximo estágio onde o preço *spot* é maior. No entanto, como o operador não possui informações sobre as distribuições futuras, a melhor opção para ele é turbinar o máximo volume possível no estágio 2.

De fato, podemos verificar esta situação nos resultados obtidos através da simulação, apresentados na tabela 6.

Tabela 6: Resultados do operador sem informação futura

Estágio	Cenário	E.P.	Renda	E(Renda)	VF	Vertido
1	1	7.5	0	0	7.5	0
2	1	7.5	0	12.5	0	0
	2	15	25		12.5	0
	3	15	25		15	2.5
	4	15	0		15	7.5
3	1	0	0	0	0	0
	2	12.5	0		0	0
	3	15	0		0	0
	4	15	0		0	0

A receita esperada no período é:

$$E(R^{op}) = \sum_{t=1}^T E(R_t^{op}) = 12.5 \quad (5.6)$$

5.4 Otimização do ganho do operador com informação futura

Nesse caso, como operador tem informações dos estágios futuros, ele pode escolher, no caso em que há uma oportunidade de gerar uma energia suplementar, se irá fazê-lo no mesmo estágio ou se vale a pena estocar a água para gerar a energia em outro estágio, para tomar partido, por exemplo, de preços *spot* maiores no futuro. A **Error! Reference source not found.** mostra a solução obtida.

A diferença dessa solução para a do caso anterior é que o operador estoca parte da água no estágio 2, cenário 2, para tomar partido de preços *spot* maiores no estágio 3.

Tabela 7: Resultados do operador com informação futura

Estágio	Cenário	E.P.	Renda	E(Renda)	VF	Vertido
1	1	7.5	0	0	7.5	0
2	1	7.5	0	6.3	0	0
	2	12.5	0		15	0
	3	15	25		15	2.5
	4	15	0		15	7.5
3	1	0	0	9.4	0	0
	2	15	37.5		0	0
	3	15	0		0	0
	4	15	0		0	0

Neste caso, verifica-se que:

$$E(R_{op}) = \sum_{t=1}^T E(R_{op,t}) = 6.3 + 9.4 = 15.6 \quad (5.7)$$

De fato, conforme o esperado, a receita esperada do operador com informação futura é superior à renda esperada do operador sem informação. No caso exemplo acima, o ganho correspondeu a 25%.

5.5 Conclusões

No modelo de compartilhamento de usinas apresentado, o operador da cascata pode ter uma renda proveniente da geração *adicional* aos cronogramas dos proprietários.

A geração dessa energia adicional, que somente é possível se as estratégias de operação dos proprietários são diferentes, está associada ao turbinamento de uma parcela do volume de água que é vertida em uma ou mais cascadas virtuais. Esse volume de água suplementar pode ser turbinado no estágio onde ele é formado ou estocado para uma geração futura.

De acordo com os exemplos apresentados, o volume de água adicional para uso do operador da cascata pode ocorrer se as estratégias de operação dos proprietários forem diferentes e, quando o operador da cascata tem informações sobre a distribuição das variáveis aleatórias futuras, o armazenamento do volume de água adicional para uma geração futura pode proporcionar ganhos adicionais significativos.

6 SIMULAÇÃO DE UM CASO REAL – USINA SALTO GRANDE

Nessa seção será apresentado o resultado da aplicação do modelo para um caso realista obtido a partir dos dados da usina de Salto Grande, situada no Rio Uruguai, na fronteira entre a Argentina e Uruguai e compartilhada por esses dois países.

Os dados da usina de Salto Grande estão indicados na Tabela 8.

Tabela 8: Dados da hidrelétrica - Salto Grande

Dados hidro	H1
Capacidade instalada	1796 MW
Rendimento	0.24(MW/m ³ /s)
Turbinamento máximo	8000 (m ³ /seg)
Volume máximo	4402 hm ³
Volume mínimo	0

A Argentina e Uruguai têm um acordo de operação da usina em que é alocado para cada país uma “usina virtual”, com regras de operação específicas, que corresponde à metade da capacidade de produção da usina real.

Na aplicação do modelo de usina virtual, apresentado nesse relatório, serão também considerados dois proprietários (representando Argentina e Uruguai) em que cada um detém 50% da usina. O horizonte de simulação é de 24 meses (dois anos) considerando um volume inicial de 50% do nível máximo de armazenamento. Será assumido que a energia alocada para cada proprietário será vendida ao preço *spot* do respectivo país e a energia alocada ao operador será vendida no país que apresentar o maior preço *spot*.

Foram considerados 1200 cenários equiprováveis de afluições à usina e preços *spot* para o mercado da Argentina e do Uruguai, ao longo dos 24 estágios. A geração destes cenários não fez parte do escopo deste trabalho, sendo gerados e fornecidos pela empresa PSR. Estes cenários serviram como base para construir a árvore de cenários utilizada para a solução do problema. Em cada estágio, os cenários foram subdivididos em três (volume de afluição alto, médio e baixo) até atingir o máximo de 729 cenários no sétimo estágio.

Na figura 8 são apresentadas a média mensal das afluições à usina e sua dispersão de 90%.

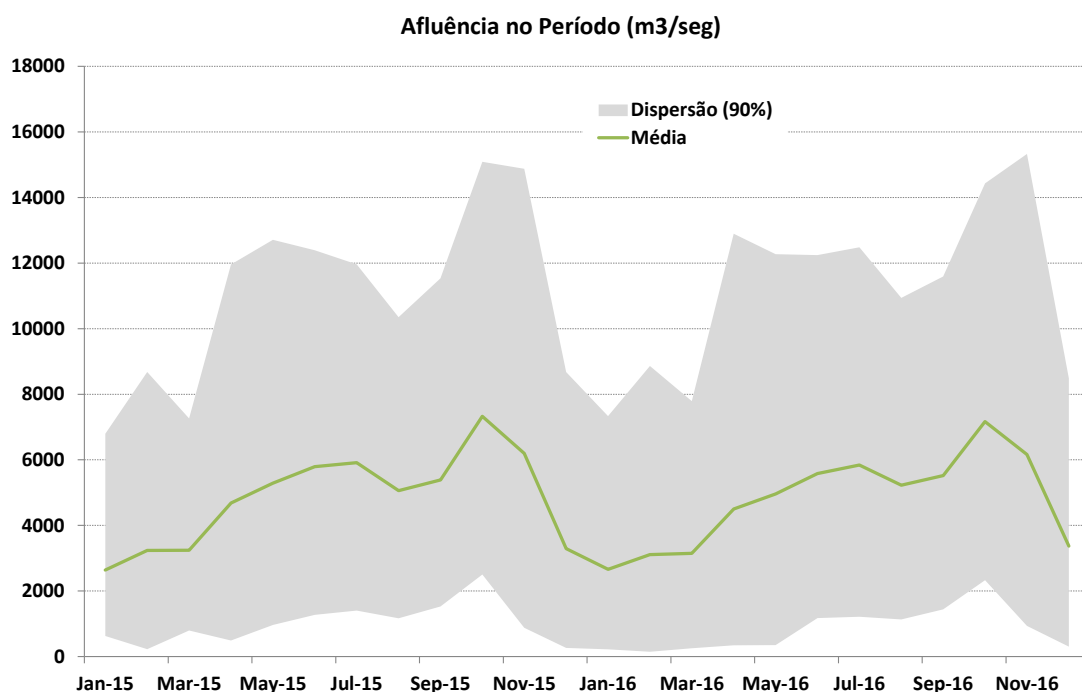


Figura 8: Afluições no período de estudo

A Figura 9 e a Figura 10 apresentam, respectivamente, os dados de preço *spot* do mercado da Argentina e do Uruguai, de forma análoga ao gráfico 1. Nota-se que

além dos perfis de preços *spot* serem bem diferentes nos dois países, os preços *spot* do Uruguai apresentam uma dispersão maior e são em média superiores aos da Argentina.

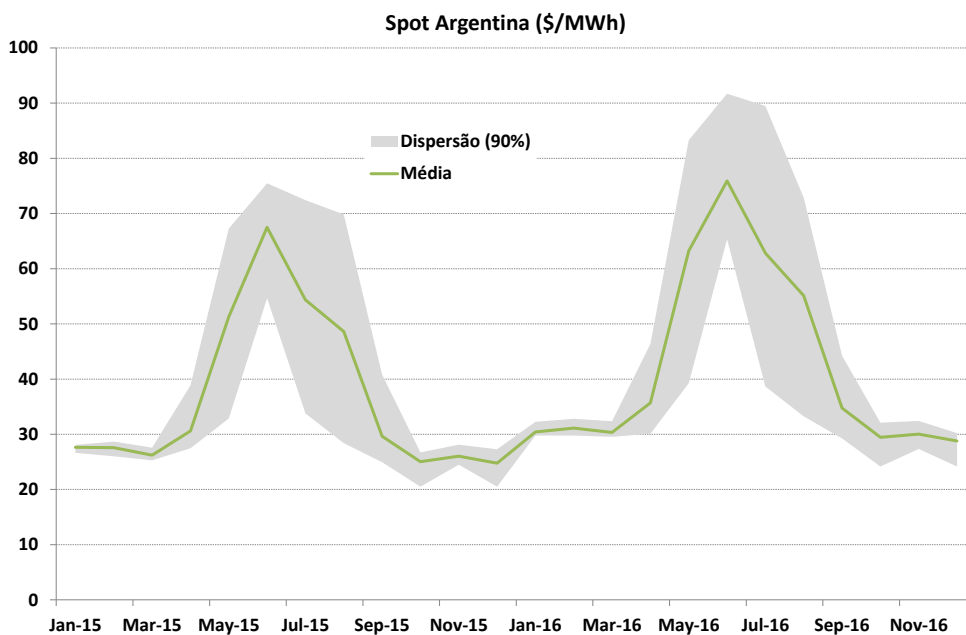


Figura 9: Preços *spot* da Argentina no período de estudo

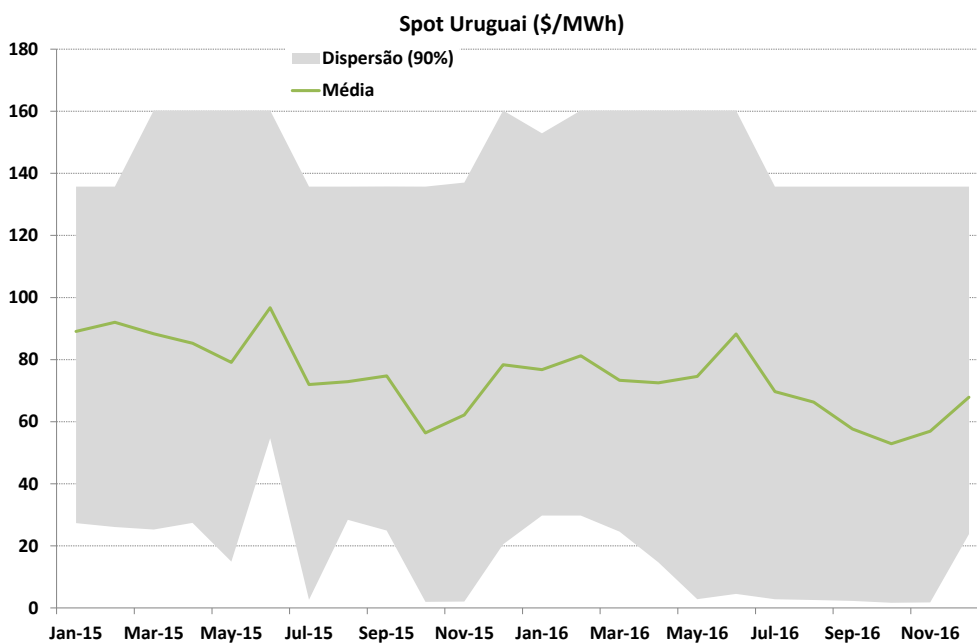


Figura 10: Preços *spot* do Uruguai no período de estudo

6.1 Resultados Obtidos

Inicialmente, foi otimizada a operação da usina virtual da Argentina e Uruguai isoladamente e, em seguida, foi otimizada a operação da usina real considerando que o operador tem informações sobre a distribuição futura das afluências, preços *spot* e requisitos de energia requisitados dos proprietários.

A Figura 11 e a Figura 12 mostram a evolução da produção de energia das usinas virtuais da Argentina e Uruguai, respectivamente, e a Figura 13, a distribuição de receitas para a Argentina e Uruguai, em ordem crescente. Apesar de possuir a mesma ordem de grandeza dos níveis de geração, as receitas do Uruguai são superiores às da Argentina porque os preços *spot* no Uruguai são maiores. Outro aspecto importante é que, devido à distribuição diferente de preços *spot*, as estratégias de operação da Argentina e Uruguai são diferentes, o que faz com que haja a possibilidade de haver excedentes de energia para o operador.

Com respeito à operação da usina real, a Figura 14 mostra as probabilidades de que a energia disponível para o operador vender no *spot*, ao longo dos meses, seja maior que um determinado montante. De acordo com o gráfico, as vendas no *spot* pelo operador se concentram no segundo semestre do primeiro ano. Além disso, a probabilidade de que as vendas mensais no *spot* pelo operador ultrapassem 5 MW médios é inferior a 1.2% e o máximo ocorre em setembro de 2015. Já para vendas no *spot* superiores a 4MW médios, a probabilidade é inferior a 0.3%.

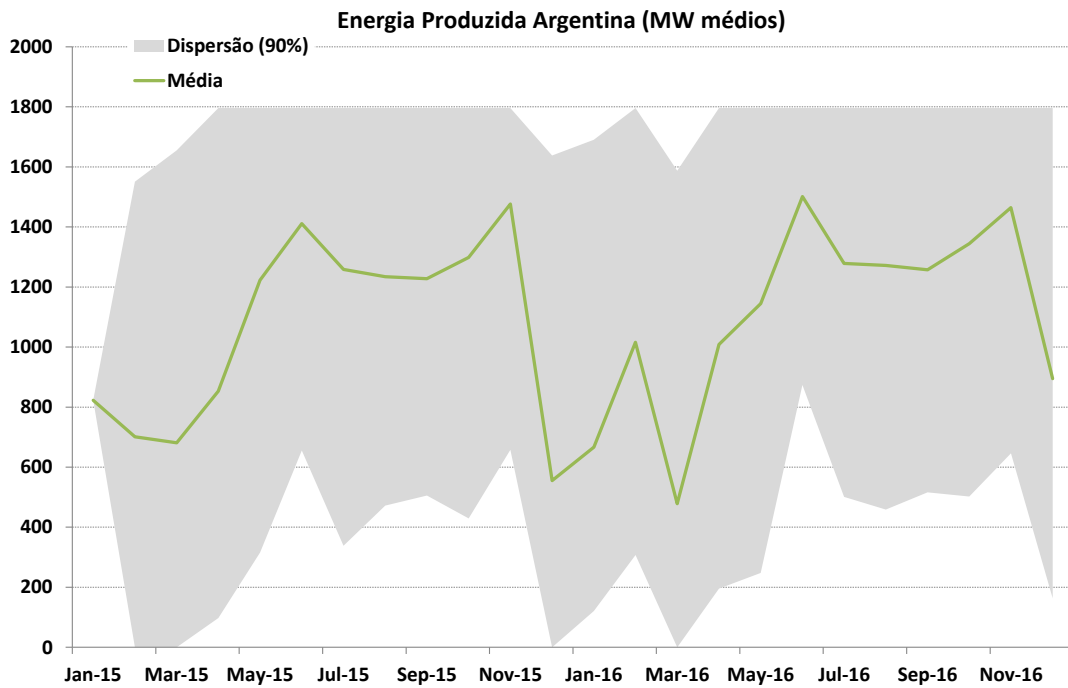


Figura 11: Energia Produzida Argentina

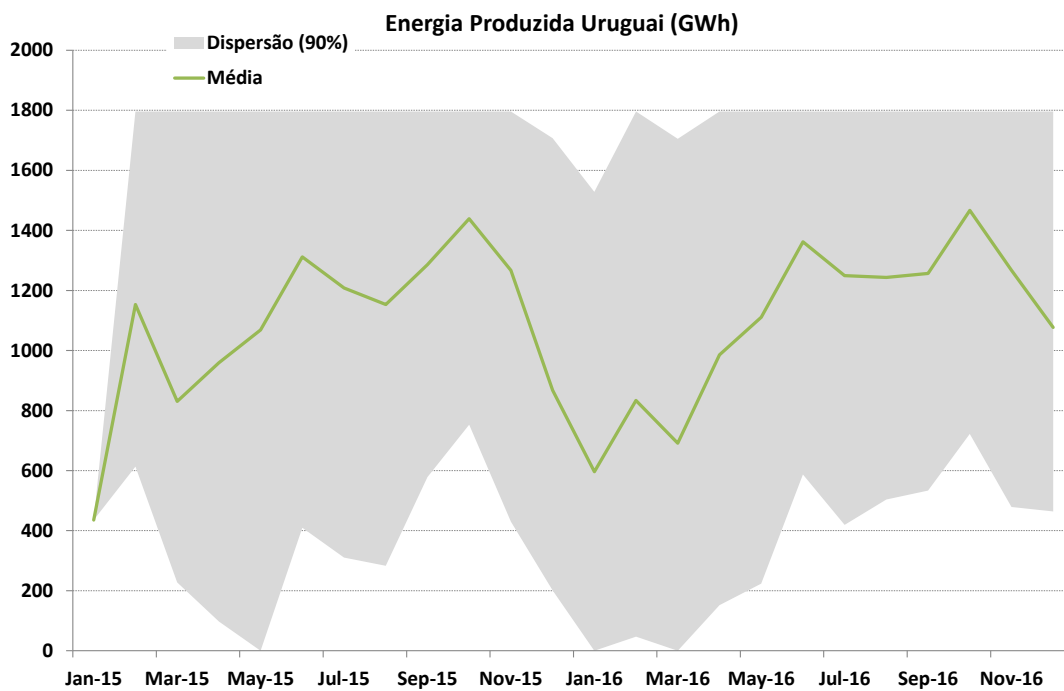


Figura 12: Energia Produzida Uruguai

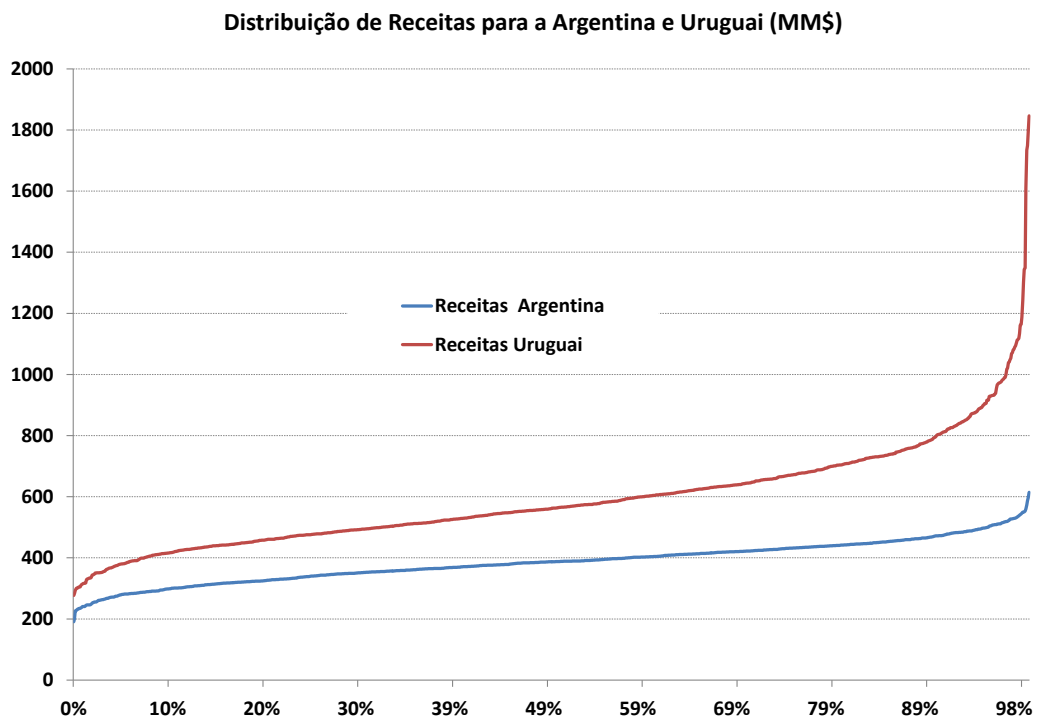


Figura 13: Distribuição de Receitas – Argentina e Uruguai

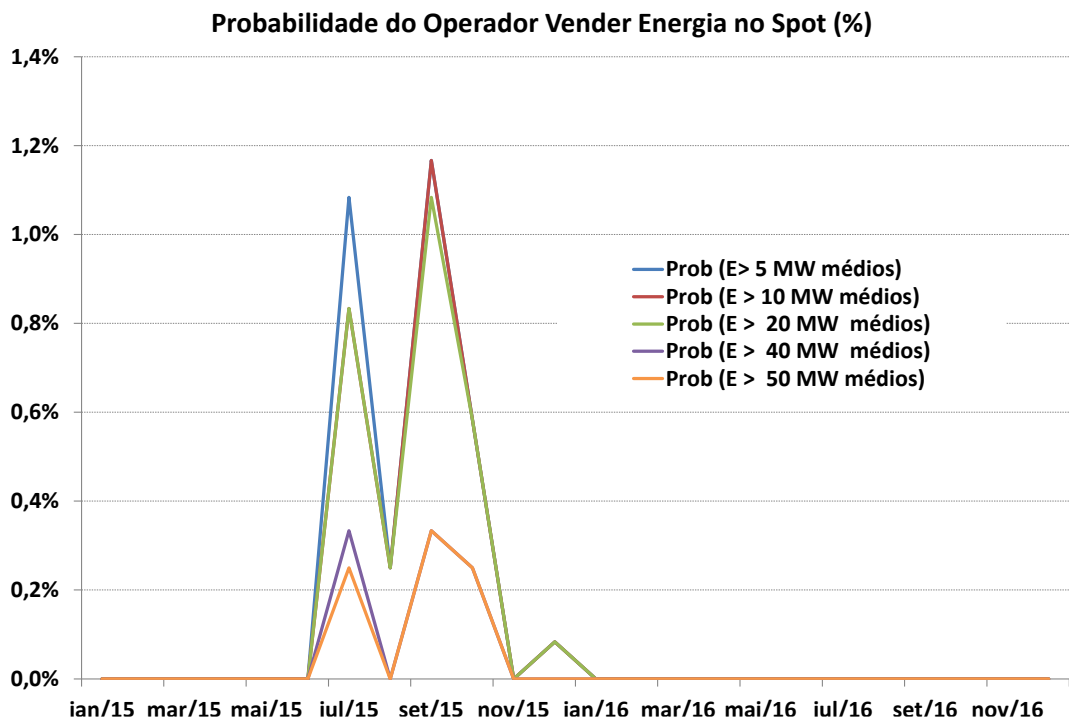


Figura 14: Probabilidades de Venda de Energia no *Spot* pelo Operador

Como observado anteriormente, a geração de energia excedente para o operador está associada a um turbinamento na usina real de um volume de água vertido nas usinas virtuais. Para verificar esse ponto, considere que, para cada cenário a , o volume disponível para a produção suplementar de energia, durante todo o período de estudo, é dado pela equação:

$$v_{disp}^a = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T f_n \times \sigma_t^{a,n} - \sum_{t=1}^T \sigma_t^a \quad (6.1)$$

Em que:

v_{disp}^a representa o volume disponível para a geração de energia do operador, ao longo de todo o horizonte, no cenário a

$\sigma_t^{a,n}$ representa o volume vertido no modelo virtual do proprietário n no estágio t , cenário a

σ_t^a representa o volume vertido pelo operador (usina real) no estágio t , no cenário a

A energia associada a esse volume (energia disponível para o operador) é igual

a:

$$e_{disp}^a = \rho \times v_{disp}^a \quad (6.2)$$

A Figura 15 mostra a energia disponível para operador versus a energia efetivamente alocada para o operador.

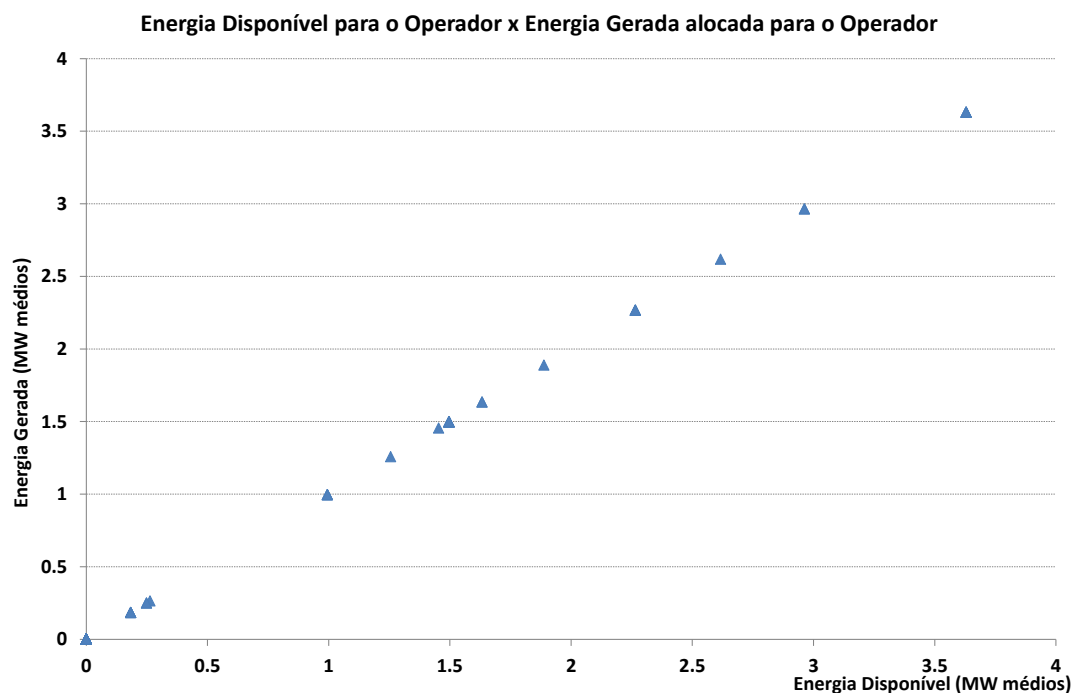


Figura 15: Energia disponível para o operador x Energia alocada para o operador

Como é possível observar na Figura 15, o excedente de energia para o operador é exatamente igual à energia disponível.

Com respeito às receitas do operador da cascata, de acordo com a Figura 14, a probabilidade de que ele tenha uma energia excedente é muito baixa nesse caso. Com isso, em 97% dos cenários suas receitas são inferiores a USD 20k e seu valor esperado é USD 74k. No entanto, em 3.5% dos cenários elas podem ser significativas. A Figura 16 mostra a distribuição de receitas do operador nos 3.5% maiores cenários. Como é possível notar, em 2% dos cenários elas são superiores a USD 1MM e em 1% dos cenários superiores a USD 2.5MM.

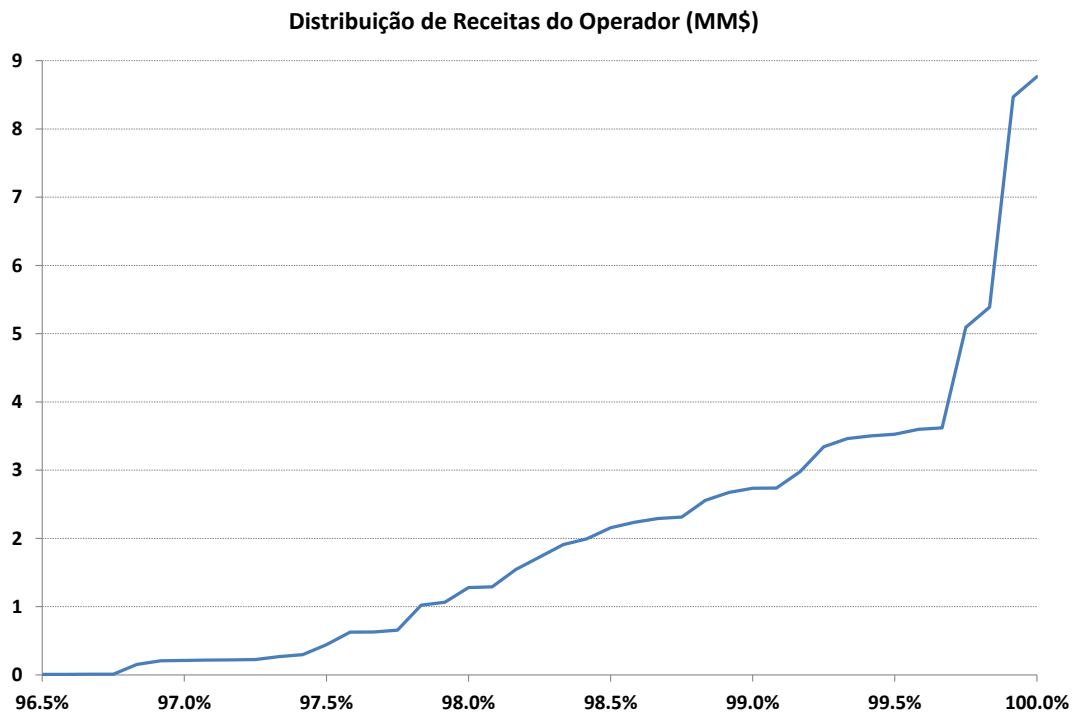


Figura 16: Distribuição de Receitas do Operador nos 3.5% Maiores Cenários

Nas próximas duas seções, analisaremos a sensibilidade dos resultados com respeito ao tamanho do reservatório da usina e o impacto da imposição de restrições de CVaR distintas para os dois proprietários.

6.2 Sensibilidade com relação ao tamanho do reservatório

Nessa seção, vamos examinar a sensibilidade da solução com relação ao nível de armazenamento máximo do reservatório. A simulação computacional feita no capítulo 5 foi repetida sete vezes, variando-se apenas o valor do volume máximo do reservatório, que originalmente é igual a 4402 hm³. Foram considerados os seguintes valores de armazenamento máximo (em hm³): 5402, 6402, 7402, 8402, 10402, 14402 e 20402.

A Figura 17 mostra a média dos volumes vertidos ao longo do horizonte para as usinas virtuais da Argentina e Uruguai e da usina real (problema do operador da cascata). Como esperado, o volume vertido decresce com o tamanho do reservatório, visto que um volume maior de afluência pode ser armazenado no período úmido. Além disso, o volume vertido pela usina real decresce mais rapidamente do que a média dos volumes vertidos pelas usinas virtuais da Argentina e Uruguai. Com isso, há um aumento da energia excedente para o operador com o crescimento do nível de armazenamento máximo.

Na Figura 18 são mostrados os gráficos da geração média ao longo do horizonte dos proprietários como função do nível de armazenamento máximo. Com o aumento do reservatório, a geração para os dois proprietários aumenta como decorrência do decréscimo do vertimento.

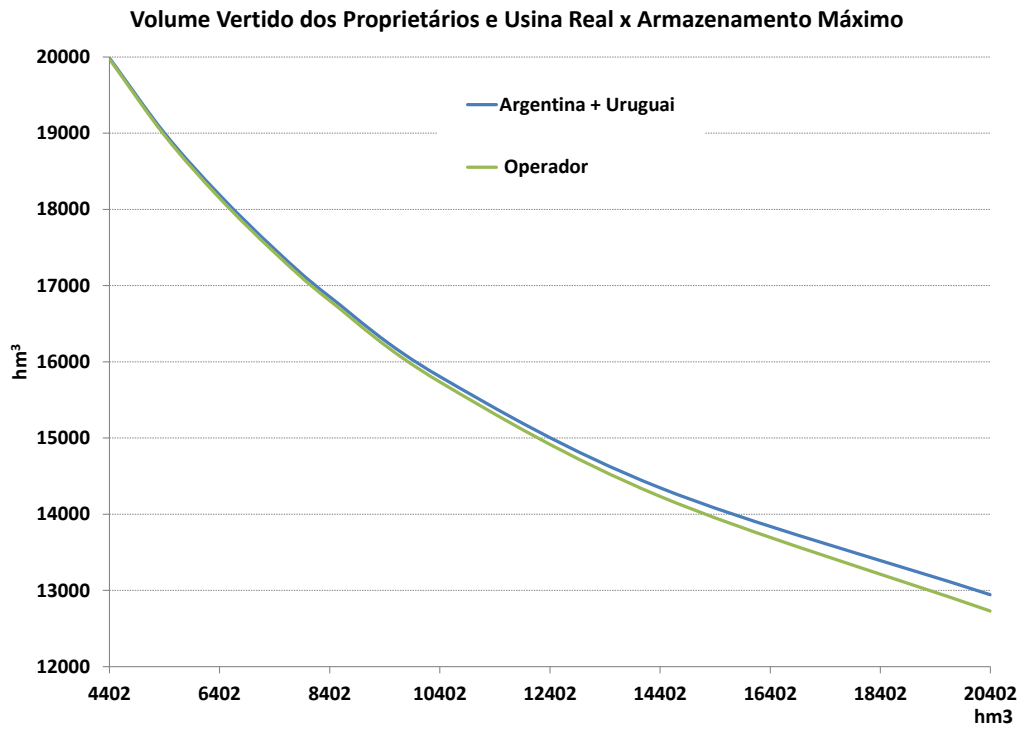


Figura 17: Volume Vertido x Armazenamento Máximo

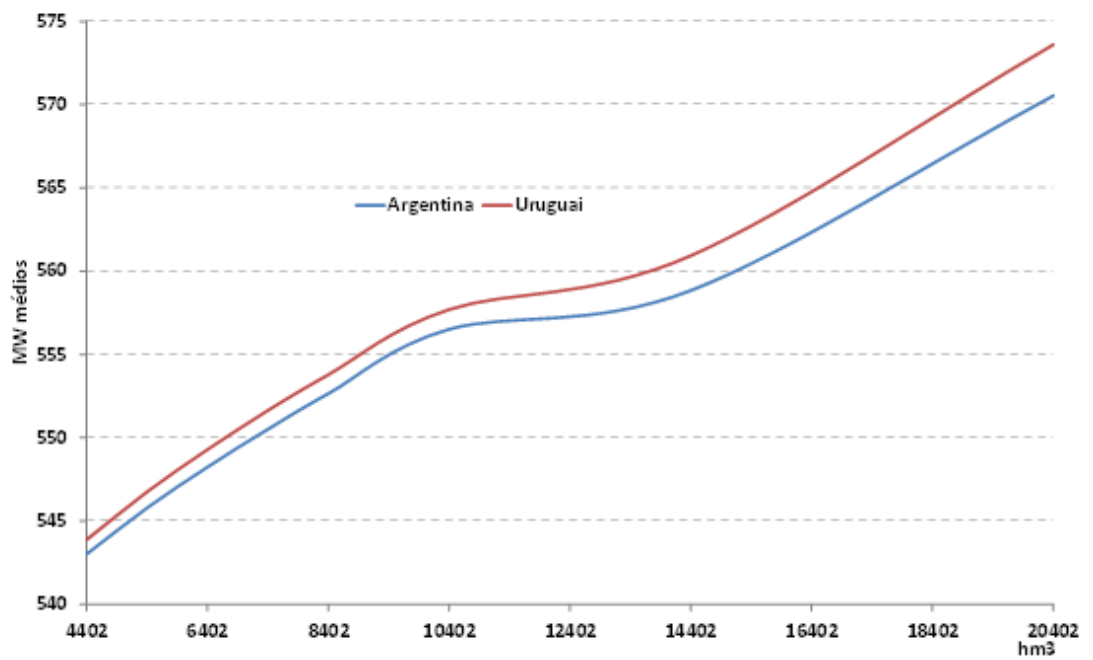


Figura 18: Energia Produzida x Armazenamento Máximo

Outro aspecto importante é que, com o aumento do reservatório, as estratégias de operação da Argentina e Uruguai se tornam mais diferenciadas e, como o ganho do operador se deve a diferenças na operação de cada proprietário, esse ganho será tanto maior quanto maior for o tamanho do reservatório. A Figura 19, que mostra a energia excedente para o operador ao longo do horizonte como função do nível de armazenamento máximo, confirma esse fato.

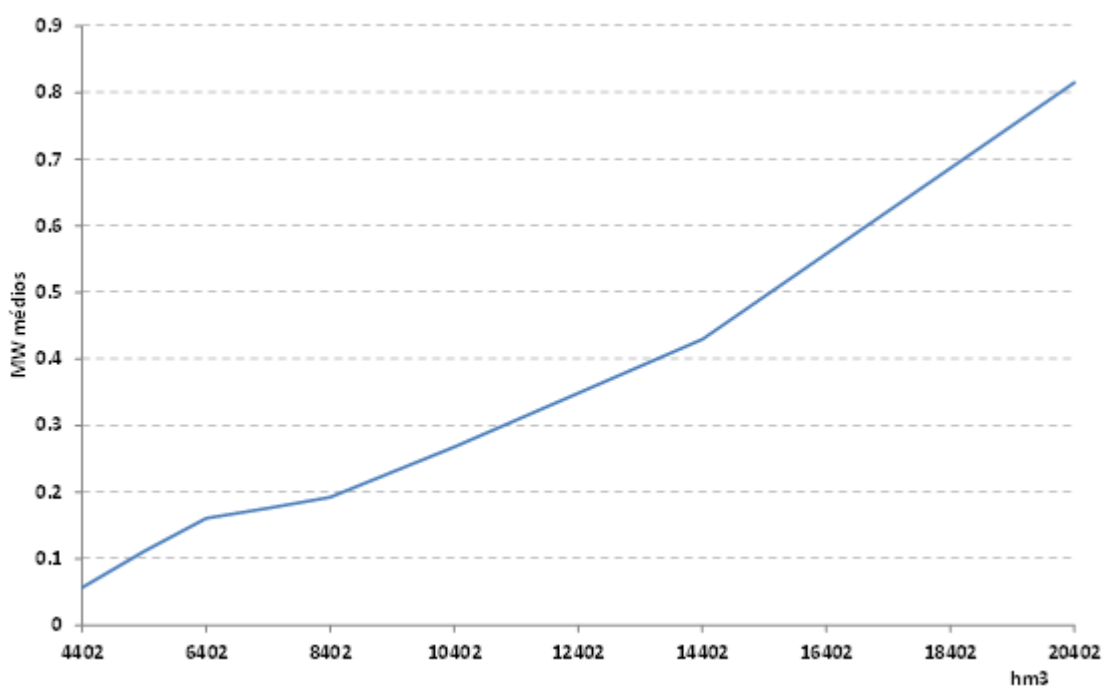


Figura 19: Energia Excedente para o Operador x Armazenamento Máximo

A Figura 20 mostra a receita esperada do operador e as probabilidades de que suas receitas sejam superiores a USD 1 MM para diversos valores de armazenamento máximo. Não só o valor esperado das receitas aumentam com o nível de armazenamento máximo, como também aumenta o número de cenários em que elas são significativas.

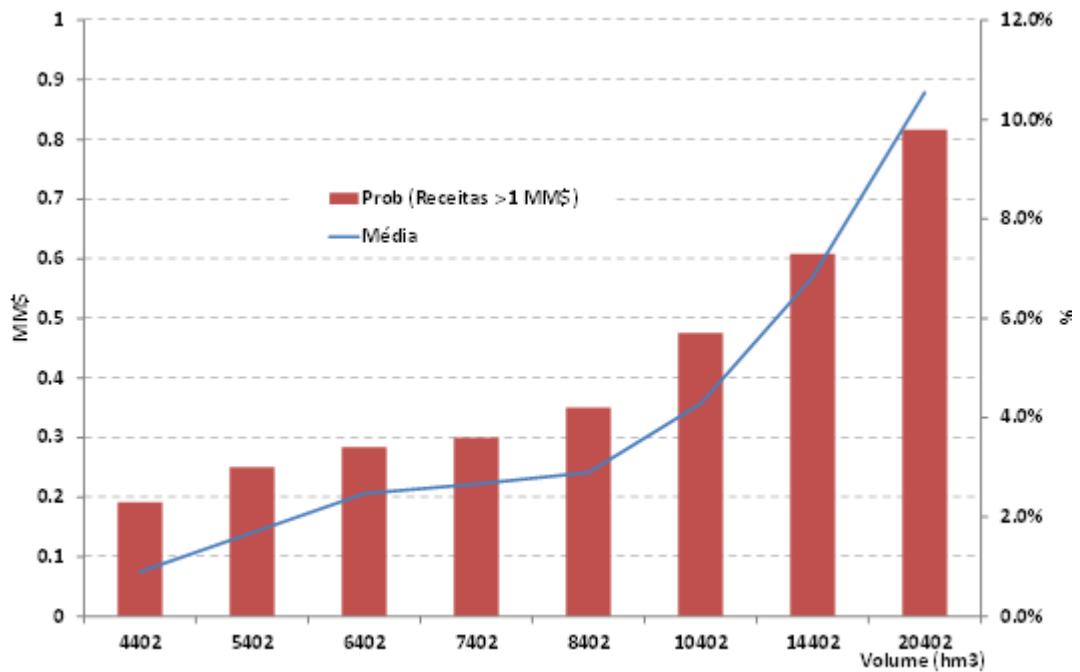


Figura 20: Valor Esperado das Receitas/ Probabilidades x Armazenamento Máximo

6.3 Impacto da imposição de uma restrição de CVaR

Nessa seção será imposta uma restrição de CVaR_{95%} associado às receitas da Argentina no primeiro ano.

No Caso Base, o CVaR_{95%} associado às receitas da Argentina no primeiro ano foi de USD 97 MM. Com isso, foi imposto no primeiro ano um CVaR_{95%} mínimo de USD 102 MM ou 5% superior ao do Caso Base.

A Figura 21 mostra o CVaR_{95%} das receitas mensais no Caso Base (sem restrição de CVAR no primeiro ano) e o caso em que foi imposta uma restrição de CVaR. É possível observar que, para o segundo caso, os CVaR_{95%} mensais são maiores ou iguais

aos do caso base de fevereiro a dezembro do primeiro ano, o que reflete a imposição da restrição de CVaR no primeiro ano.

Agora será examinado o impacto dessa mudança da estratégia de operação da Argentina nas receitas obtidas pelo operador.

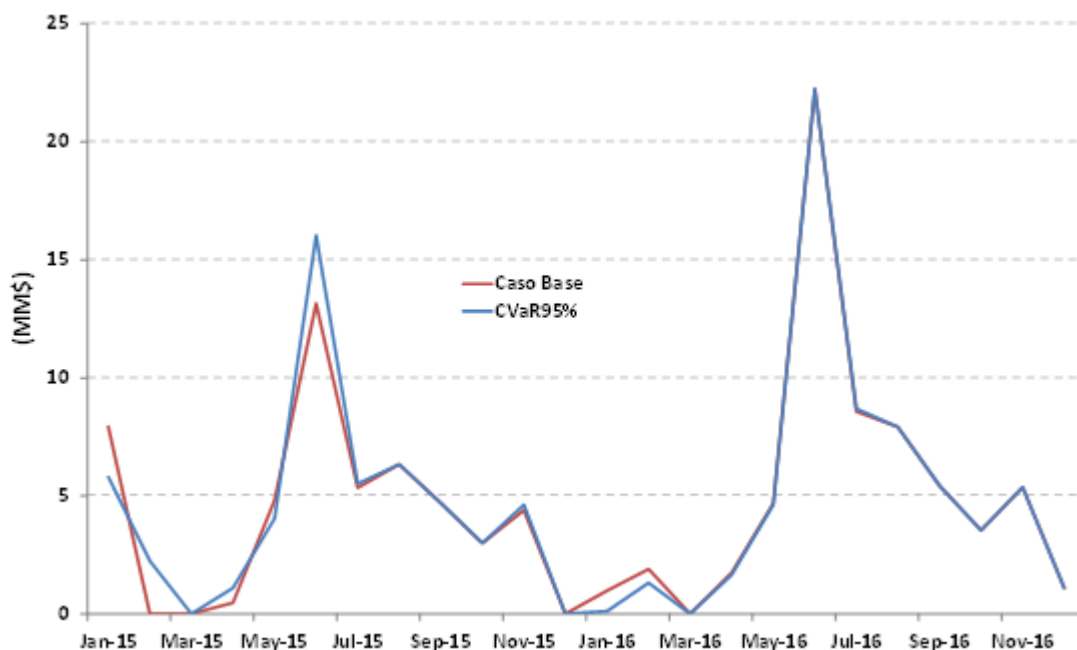


Figura 21: CvaR_{95%} das Receitas Mensais nos dois Casos

Com a imposição da restrição, é possível observar acréscimos na receita da Argentina principalmente no período de janeiro a julho de 2015, compensados por um decréscimo na receita de janeiro a abril de 2016.

Comparando a distribuição de receitas do operador do caso base e do caso com a imposição da restrição de CVaR, observa-se um ganho mais elevado no segundo caso, como mostra a Figura 22. Este comportamento pode ser explicado pelo fato de que, com a imposição da restrição, as operações da Argentina e do Uruguai tornam-se mais diferenciadas, aumentando a possibilidade de haver, em alguns cenários, o vertimento

de apenas um dos proprietários, enquanto o outro não atinge seu volume máximo do reservatório e/ou o seu turbinamento máximo. Com a imposição do CVaR, o valor esperado da receita do operador é igual a USD 161.07 k, o que significa um aumento de 115% em relação ao valor esperado do caso sem CVaR, que era igual a USD 74.85 k.

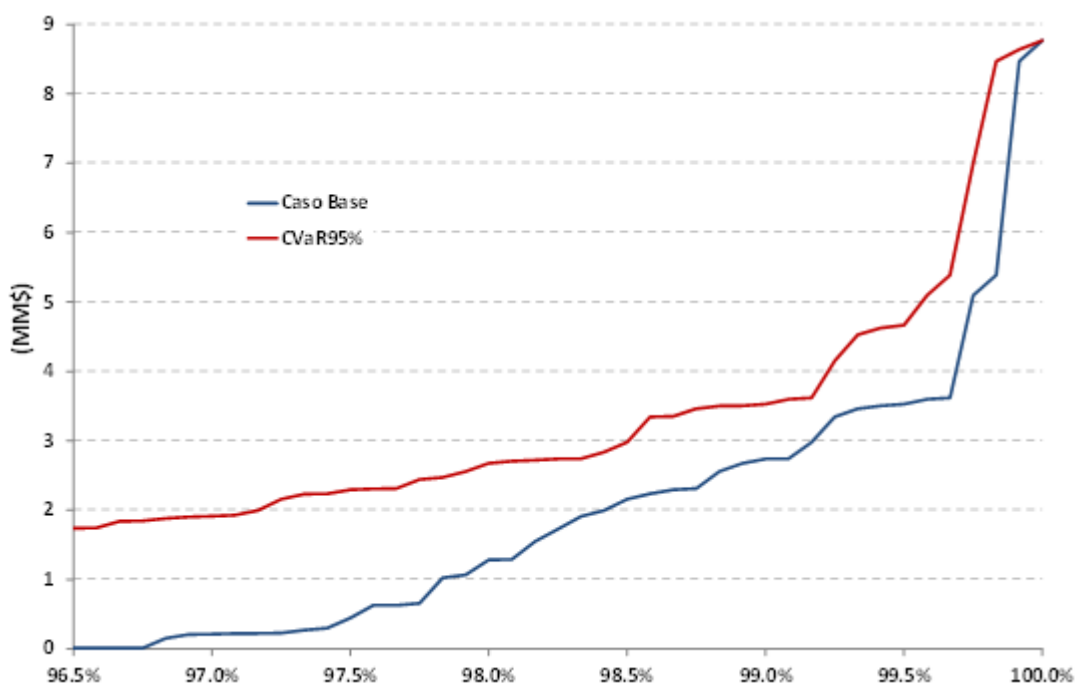


Figura 22: Distribuição de Receitas do Operador nos 3.5% Maiores Cenários

6.4 Resultado com a possibilidade de compra no mercado *spot*

Até agora, considerou-se que toda a energia demandada pelos proprietários, em cada estágio e cenário, deveria ser produzida pela usina real, o que é expresso na restrição de produção mínima do operador central. No mercado real, os geradores podem optar por comprar energia no mercado *spot* em um período, para estocar a água e se beneficiar de preços futuros maiores para a venda da energia produzida.

Para observar o efeito da possibilidade de compra da energia demandada pelos proprietários no mercado *spot*, a restrição de produção mínima foi relaxada, adicionando-se uma nova variável de decisão que representa a energia comprada em determinado estágio e cenário. Logo, a restrição passa a ser escrita como:

$$ecompt_t^a + \sum_{h=1}^H \rho_h u_t^{a,i} = ead_t^a + D_t^a \quad (7.1)$$

Em que:

$ecompt_t^a$ é a energia comprada do mercado *spot*, no estágio t , para o cenário a .

Para este trabalho, assume-se que a energia é sempre comprada e vendida no mercado em que o preço *spot* é mais elevado. Além disso, será considerado que o operador não pode se endividar. Isso significa que o capital utilizado para comprar energia do mercado *spot* em determinado período é integralmente adquirido por vendas anteriores. Isto é expresso através da adição duas novas restrições:

$$cap_t^a = cap_{t-1}^{a(t-1)} + M(\pi_t^a) \times (ead_t^a - ecompt_t^a) \quad (7.2a)$$

$$cap_t^a \geq 0 \quad (7.2b)$$

Em que:

cap_t^a é o capital acumulado no estágio t , no cenário a

$cap_{t-1}^{a(t-1)}$ é o capital acumulado no estágio $t - 1$, no cenário associado ao cenário a do estágio t

$M(\pi_t^a)$ é o maior preço *spot*, entre os mercados dos proprietários, no estágio t , cenário a

Com a possibilidade de compra de energia no mercado *spot*, não é mais necessária a restrição de volume mínimo apresentada em 4.2.2. Portanto, neste modelo ela será retirada da formulação. Já a função objetivo deverá conter o gasto com a compra de energia no mercado, e passa a ser formulada como:

$$F.O: \max \sum_{t=1}^T \sum_{a=1}^{S_t} P_t^a \times M(\pi_t^a) \times (ead_t^a - ecomp_t^a) \quad (7.3a)$$

$$P_t^a = \prod_{i=2}^t p_i^{a(i)} \quad (7.3b)$$

Para entender as mudanças trazidas com a possibilidade de compra de energia no mercado *spot*, será feita uma breve análise sobre o balanço de energia durante o período de estudo.

Considerando-se todo o período de estudo, tem-se que, para o caso em que não é possível comprar energia no mercado (modelo 1), toda a energia que entra no sistema é proveniente do volume inicial da usina e das afluições. Toda a energia que sai do sistema sai na forma de energia produzida para atendimento à demanda dos proprietários, energia adicional produzida para gerar receita ao operador central e energia desperdiçada na forma de volume vertido. Ao fim do período, pode haver energia armazenada na forma de volume no reservatório, mas isso não ocorrerá em geral, visto que é preferível que esta energia gere receita durante o período de estudo. Esta situação está representada na Figura 23.

Para o caso em que é possível comprar energia (modelo 2), toda a energia que entra no sistema é proveniente do volume inicial da usina, das afluições e da compra no

mercado. A energia que sai continua sendo a energia produzida para atendimento à demanda dos proprietários, energia adicional produzida para gerar receita ao operador central e energia desperdiçada na forma de volume vertido. Esta situação está representada na Figura 24.



Figura 23: Balanço de energia sem possibilidade de compra de energia



Figura 24: Balanço de energia com a possibilidade de compra de energia

Com a possibilidade de compra de energia, no modelo estudado o operador possui duas fontes para gerar receita: o armazenamento de volume que seria vertido pelos proprietários e a possibilidade de comprar energia em estágios em que a mesma tenha um preço reduzido para utilizar o volume do reservatório em estágios com preços *spot* mais elevados. Sem a restrição de volume mínimo, o operador também pode decidir deixar o reservatório com um volume mais reduzido caso o preço *spot* presente seja elevado, mesmo que isso ofereça um risco futuro, visto que ele poderá atender a demanda dos proprietários comprando energia no mercado.

Analisando os resultados obtidos em ambos os modelos, o volume do reservatório ao fim do período é igual a zero para todas as 1200 séries. Como, em ambos os modelos, os valores da energia referente ao volume inicial, das afluições e da demanda dos proprietários são os mesmos, deve-se ter que, para cada uma das 1200 séries, considerando o período inteiro de estudo:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T ead_t^{a,mod1} + \sum_{t=1}^T \sigma_t^{a,mod1} &= \\ &= \sum_{t=1}^T ead_t^{a,mod2} + \sum_{t=1}^T \sigma_t^{a,mod2} - \sum_{t=1}^T ecomp_t^{a,mod2} \end{aligned} \quad (7.4)$$

Em que:

mod1 se refere aos resultados no modelo em que não há opção de compra no mercado,

mod2 se refere aos resultados no modelo em que há opção de compra no mercado.

Para conferir os resultados do modelo, define-se para cada série um erro que expressa a diferença entre os dois lados da equação 7.4:

$$\begin{aligned} \varepsilon_a &= \sum_{t=1}^T ead_t^{a,mod2} + \sum_{t=1}^T \sigma_t^{a,mod2} - \sum_{t=1}^T ecomp_t^{a,mod2} - \sum_{t=1}^T ead_t^{a,mod1} \\ &\quad - \sum_{t=1}^T \sigma_t^{a,mod1} \end{aligned} \quad (7.5)$$

O gráfico da figura 25 mostra o valor de ε_a para cada uma das 1200 séries.

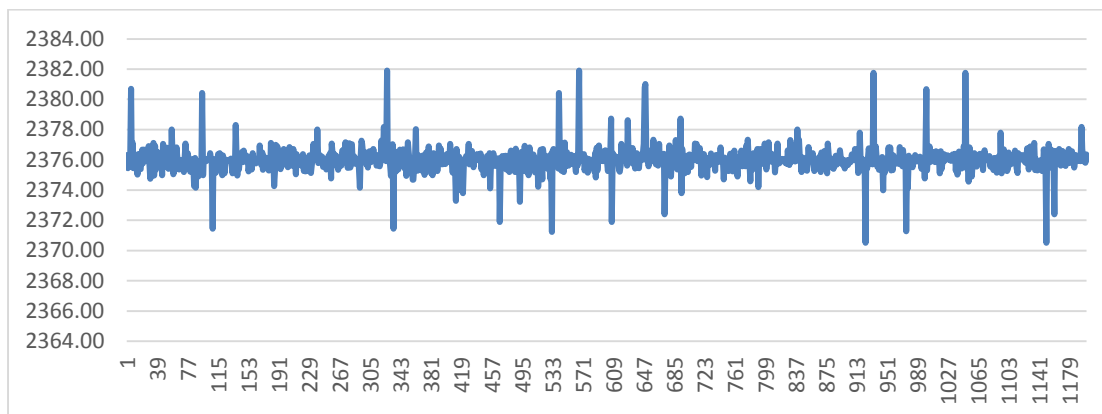


Figura 25: Erro para cada série do estudo

A maior diferença encontrada é igual a 2381.91 MWh. Dividindo pelo fator de produção da usina, igual a $66.67 \text{ MWh}/\text{hm}^3$, isso corresponde a uma diferença de 35.73 hm^3 no período inteiro e uma média de 1.49 hm^3 mensais, o que é irrisório para a ordem de grandeza do problema.

Para o valor esperado da receita do operador, no modelo em que há a opção de compra no mercado, encontrou-se o valor de USD 9.04 MM. Comparando com o modelo sem opção de compra no mercado, em que o valor esperado encontrado é igual a USD 74.85 k, verifica-se um aumento expressivo neste valor, de 12000%.

A figura 26 mostra a distribuição da receita do operador nos modelos com e sem opção de compra no mercado *spot*.

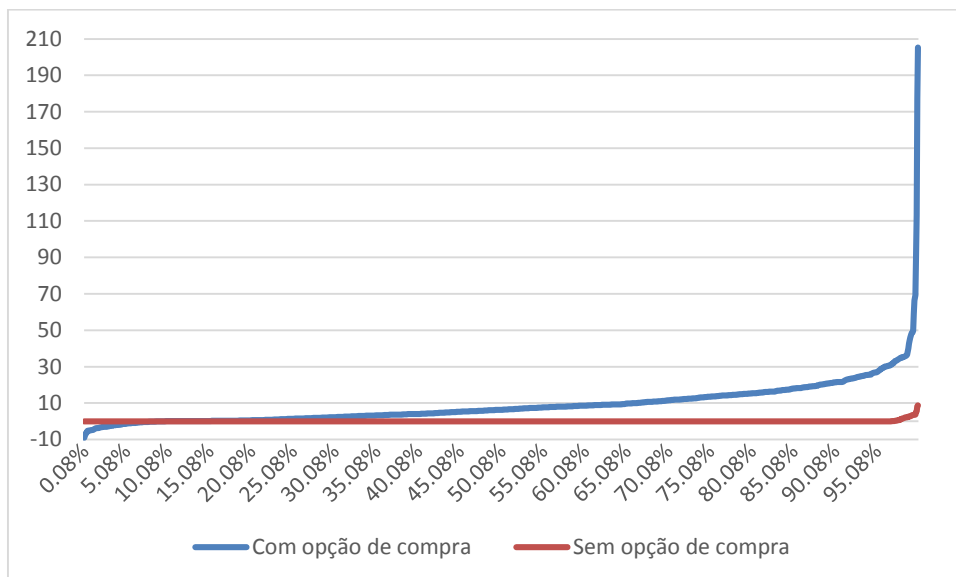


Figura 26: Distribuição de Receita do Operador com e sem opção de compra

Observamos que houve ganhos expressivos na grande maioria dos cenários com a opção de compra no mercado *spot*. No entanto, os 9.5% cenários com menores receitas apresentam prejuízo quando se permite a compra no mercado *spot*. Isso evidencia o risco adicionado à operação quando se adiciona esta possibilidade ao operador central.

A Figura 27 mostra a distribuição de receita do operador central nos modelos com e sem opção de compra no mercado *spot*, apenas para os 9.5% cenários de menor receita.

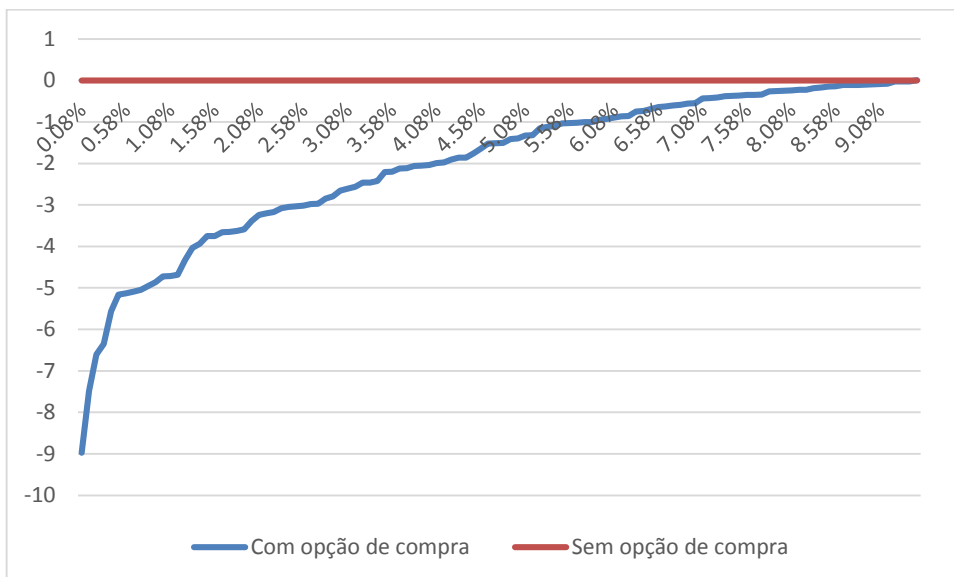


Figura 27: Distribuição de Receita do Operador nos 9.5% piores cenários

Para estes 9.5% cenários de menor receita, o valor esperado da receita para o operador central é igual a USD -2.02 MM quando há opção de compra no mercado *spot* e igual a USD 1.04 k quando não há opção de compra. As perdas nos cenários de menor receita podem ser controladas adicionando-se uma restrição de aversão ao risco, da mesma forma que foi feito neste trabalho para o caso dos proprietários.

7 CONCLUSÕES

O presente trabalho propôs um modelo para a operação de usinas hidrelétrica pertencendo a diferentes agentes em um ambiente competitivo, chamado “Slicing”. Observou-se que o planejamento da produção segundo este modelo permite que diversos proprietários controlem uma mesma usina ou cascata de usinas de forma independente entre si, o que pode ser utilizado para evitar que um proprietário possua poder de mercado e para permitir que uma cascata de usinas tenha sua produção otimizada globalmente, sem que haja uma perda de interesse do mercado pelas usinas a jusante. Ou seja, o modelo proposto possui a vantagem de permitir conciliar os ganhos com a centralização da operação e os ganhos com a existência de um mercado competitivo.

Os exemplos estudados mostram que a coordenação dos despachos propostos pelos proprietários é vantajosa devido à existência de situações em que o operador central tem a oportunidade de gerar uma energia adicional, quando há vertimento em uma ou mais cascatas virtuais.

Além disso, concluiu-se que os ganhos com esse arranjo são maiores quando o operador central possui dados sobre a distribuição de probabilidade dos preços *spot* futuros e pode comprar energia no mercado para atender a demanda dos proprietários. No entanto, a opção de compra no mercado adiciona risco à operação.

Mostrou-se também que o ganho adicional devido à existência do operador central é maior quando a operação dos proprietários é mais diferenciada e, para o caso de um reservatório único, o ganho é maior quando o reservatório possui uma maior capacidade de armazenamento.

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

O presente trabalho, com o objetivo de compreender o funcionamento do modelo Slicing, adotou uma formulação simples do problema de planejamento da produção de energia a longo prazo. Se por um lado esta opção facilitou a interpretação dos resultados obtidos e evitou dificuldades que não eram o foco do estudo, por outro, tais simplificações levam a uma representação menos fiel da realidade.

A representação das incertezas de afluência e de preço *spot* por árvores de cenário leva a uma perda de informação, visto que a afluência e preço *spot* de cada nó é calculada através da média dos valores destas grandezas associados às séries pertencentes ao nó. Além disso, o número de nós da árvore cresce exponencialmente e torna o problema mais suscetível a erros de aproximação numérica. Uma sugestão para trabalhos futuros é estudar o modelo utilizando, ao invés da árvore de cenários, o método de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) desenvolvido por PEREIRA *et al* (1985).

Além disso, o rendimento associado a uma hidrelétrica não é constante, mas varia com o volume do reservatório. Um nível mais elevado de água no reservatório faz com que uma unidade de volume de água gere mais energia do que no caso de um nível baixo. Esta característica faz com que a restrição de balanço hídrico não seja linear, e seja preciso utilizar diversas técnicas para adaptar o problema para ser resolvido por programação linear. Neste trabalho, optou-se por considerar o rendimento constante. Como mostrado no Apêndice B, a não-linearidade desta restrição adiciona uma complexidade ao modelo. Sugere-se o estudo deste modelo considerando esta variação do rendimento, visto que esta representação é mais próxima da realidade.

Por último, o caso da Usina Salto Grande foi estudado apenas para a abordagem do operador que possui informações sobre a distribuição de probabilidade dos preços *spot* e afluências futuros. Com a adoção da representação das incertezas por árvore de cenários, a formulação do operador sem informações leva à existência de milhares de problemas de otimização para um único caso, dependentes entre si e sujeitos a instabilidade numérica. Recomenda-se estudar esta formulação utilizando o método PDDE.

BIBLIOGRAFIA

- ARTZNER, P., DELBAEN, F., EBER, J. M., HEATH, D. (1997). Thinking Coherently: Generalised scenarios rather than VAR should be used when calculating regulatory capital. *Risk-London-Risk Magazine Limited*-,10, 68-71.
- BARROSO, L. A., GRANVILLE, S., JACKSON, P., PEREIRA, M. V., READ, E. G. (2012). Overview of Virtual Models for Reservoir Management in Competitive Markets.
- BEZERRA, B., VEIGA, A., BARROSO, L. A., PEREIRA, M. (2012). Assessment of parameter uncertainty in autoregressive streamflow models for stochastic long-term hydrothermal scheduling. *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE* (pp. 1-8). IEEE.
- CARRARETTO, C. (2006). Power plant operation and management in a deregulated market. *Energy*, 31(6), 1000-1016.
- CCEE. (2014). Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Disponível em <http://www.ccee.org.br>. Acessado em 20/05/2014.
- CHENG-PING, Z., CHUAN, L., HAI-WEI, G. (2011, August). Research on Hydrology Time Series Prediction Based on Grey Theory and epsilon-Support Vector Regression. *Digital Manufacturing and Automation (ICDMA), 2011 Second International Conference on* (pp. 968-971). IEEE.

- COSTA JUNIOR, L.C. (2013). Representação de restrições de aversão a risco de CVaR em Programação Dinâmica Dual Estocástica com aplicação ao planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. Tese de Doutorado – COPPE.
- D'ARAÚJO, R. P. (2009). Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil. *CONFEA*.
- DING, G. B., DING, J. F. (2009). An improved hydrological forecast method based on chaos and trend term. *Proceedings of the 21st annual international conference on Chinese control and decision conference* (pp. 4965-4968). IEEE Press.
- DRUCE, D. J. (2007). Modelling the transition from cost-based to bid-based pricing in a deregulated electricity-market. *Applied Energy*, 84(12), 1210-1225.
- ETCHEVERRY, M. S. (2008). Privatização do setor elétrico brasileiro: impactos sobre o trabalho. *Labor* n° 1 Vol. 1
- FOSSO, O. B., BELSNES, M. M. (2004, Novembro). Short-term hydro scheduling in a liberalized power system. *Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. 2004 International Conference on* (Vol. 2, pp. 1321-1326). IEEE.
- FURIÓ, D., MENEU, V. (2010). Expectations and forward risk premium in the Spanish deregulated power market. *Energy Policy*, 38(2), 784-793.
- HAMMONS, T. J., RUDNICK, H., BARROSO, L. A. (2002). Latin America: deregulation in a hydro-dominated market. *Hydro Review*, 10(4), 20-27.

- JOSKOW, P. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, 29(2), 9-42.
- KOROBEINIKOV, A., KOVACEC, A., MCGUINNESS, M., PASCOAL, M., PEREIRA, A., VILELA, S. (2010) Optimizing the profit from a complex cascade of hydroelectric stations with recirculating water. *Mathematics-in-Industry Case Studies Journal*, Volume 2, pp. 111-133
- PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G. (1985). Stochastic optimization of a multi-reservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water resources research*, 21(6), 779-792.
- PSR. (2013). SDDP – Manual da Metodologia, versão 12.0. Disponível em <http://www.psr-inc.com/psr/download/manual/SddpUsrPor.pdf>. Acessado em 10/05/2014
- RIBEIRO, A. F. (2014). Optimal Control for a Cascade of Hydroelectric Power Stations: Case Study. *CONTROLO'2014–Proceedings of the 11th Portuguese Conference on Automatic Control* (pp. 147-156). Springer International Publishing.
- SILVESTRE, B. D. S., HALL, J., MATOS, S., FIGUEIRA, L. A. P. D. A. (2010). Privatization: good or bad? Lessons from the electricity distribution sector in the northeast of Brazil. *Revista de Administração de Empresas*, 50(1), 94-111.
- SOUZA, R. C., MARCATO, A. L., DIAS, B. H., OLIVEIRA, F. L. C. (2012). Optimal operation of hydrothermal systems with hydrological scenario generation through

- bootstrap and periodic autoregressive models. *European Journal of Operational Research*, 222(3), 606-615.
- THOMPSON, M., DAVISON, M., RASMUSSEN, H. (2004). Valuation and optimal operation of electric power plants in competitive markets. *Operations Research*, 52(4), 546-562.
- ULUCA, B. (2006). *Modeling strategic competition in hydro-thermal electricity generation markets with cascaded reservoir-hydroelectric generation plants*. ProQuest.
- VARGAS, L. S., RODRIGO, P. B., OSCAR, M. A., RIGOBERTO, T. A. (2003). A scenario simulation approach for market power analysis in hydrothermal systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(3), 1046-1053.
- WALKER, C. D., LOUGH, W. T. (1997). A critical review of deregulated foreign electric utility markets. *Energy policy*, 25(10), 877-886.
- YAN, X., CHOWDHURY, N. A. (2014). Mid-term electricity market clearing price forecasting: A multiple SVM approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 58, 206-214.
- ZAMBELLI, M. S., SOARES, S. (2009). A predictive control approach for long term hydrothermal scheduling. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES* (pp. 1-8). IEEE.

ZAMBELLI, M. S., LUNA, I., SOARES, S. (2009). Long-Term hydropower scheduling based on deterministic nonlinear optimization and annual inflow forecasting models. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest* (pp. 1-8). IEEE.

APÊNDICE A – PROPRIEDADES DO MODELO

Viabilidade do despacho

Partindo de um mesmo volume armazenado no estágio inicial ($t = 1$) no modelo de despacho para todos os proprietários e gerente da cascata, a linearidade do problema implica que a sequência de problemas de despacho associada ao gerente da cascata em cada estágio é viável para toda sequência de despacho de cada proprietário n que satisfaça as restrições (3.2)–(3.5) da seção 3.2.

Isto pode ser visto por indução:

$t = 1$:

O despacho para cada proprietário n satisfaz o segundo conjunto de restrições abaixo:

$$E_1^n = \sum_{h=1}^H \rho_h u_1^{h,n} \quad (1a)$$

$$v_2^{h,n} = v_1^h + a_1^h - u_1^{h,n} - \sigma_1^{h,n} + \sum_{m \in M_i} (u_1^{m,n} + \sigma_1^{m,n}) \quad (1b)$$

$$v_2^{h,n} \leq \bar{v}_h \quad (1c)$$

$$u_1^{h,n} \leq \bar{u}_h \quad (1d)$$

Destaca-se que $v_{1,i}$ e $a_{1,i}$ não têm subscrito n porque o volume inicial armazenado e as afluências são iguais para todos os proprietários.

Multiplicando cada restrição (3.2)-(3.5) por f_n (fator de participação do proprietário n) e somando em n (lembrando que $\sum_n f_n = 1$),

$$\sum_n f_n \times v_2^{h,n} = v_1^h + a_1^h - \sum_n f_n \times u_1^{h,n} - \sum_n f_n \times \sigma_1^{h,n} + \sum_{m \in M_i} \sum_n f_n \times (u_1^{m,n} + \sigma_1^{m,n}) \quad (2a)$$

$$\sum_n f_n \times v_2^{h,n} \leq \bar{v}_i \quad (2b)$$

$$\sum_n f_n \times u_1^{h,n} \leq \bar{u}_i \quad (2c)$$

$$\sum_n f_n \times E_1^n = \sum_{i=1}^I \rho_i (\sum_n f_n \times u_2^{h,n}) \quad (2d)$$

Seja então,

$$u_1^h = \sum_n f_n \times u_1^{h,n} \quad (3a)$$

$$v_2^h = \sum_n f_n \times v_2^{h,n} \quad (3b)$$

$$\sigma_1^h = \sum_n f_n \times \sigma_1^{h,n} \quad (3c)$$

$$D_1 = \sum_n f_n \times E_1^n \quad (3d)$$

Portanto:

$$v_2^h = v_1^h + a_1^h - u_1^h - \sigma_1^h + \sum_{m \in M_i} (u_1^m + \sigma_1^m) \quad (4a)$$

$$v_2^h = \sum_{n=1}^N f_n \times v_{t+1}^{h,n} \quad (4b)$$

$$v_2^h \leq \bar{v}_h \quad (4c)$$

$$u_1^h \leq \bar{u}_i \quad (4d)$$

$$E_1 = \sum_{h=1}^H \rho_h u_1^h = \sum_{i=1}^I \rho_i (\sum_n f_n \times u_t^{h,n}) = \sum_n f_n \times E_1^n = D_1 \quad (4e)$$

Com isso, $(u_1^h, v_2^h, \sigma_1^h)$ é um despacho viável para o gerente da cascata.

Suponha agora que até o estágio $t - 1$ a sequência de problemas de despacho do gerente da cascata associada a uma sequência de despachos de cada proprietário n em cada estágio é viável.

Note que, com isso:

$$v_t^h \geq \sum_{n=1}^N f_n \times v_t^{h,n} \quad (5)$$

Onde $v_t^{h,n}$ e v_t^h são volumes finais do problema de despacho do proprietário n e do gerente da cascata, respectivamente, no final do estágio $t - 1$.

No estágio t , os despachos para cada proprietário n satisfaz o segundo conjunto de restrições:

$$v_{t+1}^{h,n} = v_1^{h,n} + a_1^h - u_1^{h,n} - \sigma_1^{h,n} + \sum_{m \in M_i} (u_1^{m,n} + \sigma_1^{m,n}) \quad (6a)$$

$$v_{t+1}^{h,n} \leq \bar{v}_h \quad (6b)$$

$$u_t^{h,n} \leq \bar{u}_h \quad (6c)$$

$$E_t^n = \sum_{i=1}^I \rho_h u_t^{h,n} \quad (6d)$$

Novamente multiplicando cada restrição (8a)-(8d) por f_n e somando em n (lembrando que $\sum_n f_n = 1$),

$$\begin{aligned} \sum_n f_n \times v_{t+1}^{h,n} &= \sum_n f_n \times v_t^{h,n} + a_1^h - \sum_n f_n \times u_t^{h,n} - \sum_n f_n \times \sigma_t^{h,n} + \sum_{m \in M_i} \sum_n f_n \times \\ &(u_t^{m,n} + \sigma_t^{m,n}) \end{aligned} \quad (7a)$$

$$\sum_n f_n \times v_{t+1}^{h,n} \leq \bar{v}_h \quad (7b)$$

$$\sum_n f_n \times u_t^{h,n} \leq \bar{u}_h \quad (7c)$$

$$\sum_n f_n \times E_t^n = \sum_{h=1}^H \rho_h (\sum_n f_n \times u_2^{h,n}) \quad (7d)$$

Seja então,

$$u_t^h = \sum_n f_n \times u_t^{h,n} \quad (8a)$$

$$D_t = \sum_n f_n \times E_1^n \quad (8b)$$

$$\sigma_t^h = \sum_n f_n \times \sigma_t^{h,n} \quad (8c)$$

Como consequência de (5) temos que,

$$\begin{aligned} v_t^h + a_t^h - u_t^h - \sum_n f_n \times \sigma_t^{h,n} + \sum_{m \in M_i} (u_t^m - \sum_n f_n \times \sigma_1^{m,n}) &\geq \\ \geq \sum_n f_n \times v_t^{h,n} + a_t^h - u_t^h - \sigma_t^h + \sum_{m \in M_i} (u_t^m + \sigma_t^m) &= \sum_n f_n \times v_{t+1}^{h,n} \end{aligned}$$

Com isso,

$$v_{t+1}^h = v_t^h + a_t^h - u_t^h - \sigma_t^h + \sum_{m \in M_i} (u_t^m + \sigma_t^m) \geq \sum_n f_n \times v_{t+1}^{h,n} \quad (9)$$

e

$$E_t = \sum_{h=1}^H \rho_h u_t^h = \sum_{h=1}^H \rho_h (\sum_n f_n \times u_t^{h,n}) = \sum_n f_n \times E_t^n \geq D_t \quad (10)$$

Com isso, $(u_t^h, v_{t+1}^h, \sigma_t^h)$ é um despacho viável para o gerente da cascata.

Como resultado, partindo de um mesmo volume armazenado no estágio inicial ($t = 1$) no modelo de despacho para todos os proprietários e gerente da cascata, a sequência de

problemas de despacho associada ao gerente da cascata em cada estágio é viável para toda sequência de despacho de cada proprietário n que satisfaça as restrições (1a)–(1d).

Condições para haver um excedente de energia para o operador

Outro aspecto importante é que se as estratégias de operação dos proprietários (níveis de despacho, vertimento, etc.) são idênticas, então o excedente do operador é nulo.

Note que, se as estratégias de operação dos proprietários são idênticas, então existem:

$$\{v_t^{h,p}, u_t^{h,p}, \sigma_t^{h,p}, E_t^p, i = 1, \dots, I, t = 1, \dots, T\} \text{ t.q.}:$$

$$\hat{v}_t^{h,n} = v_t^{h,p}, i = 1, \dots, I, n = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T \quad (11a)$$

$$v_t^{h,p} \leq \bar{v}_h, h = 1, \dots, H, t = 1, \dots, T \quad (11b)$$

$$\hat{u}_t^{h,n} = u_t^{h,p} \leq \bar{u}_h, h = 1, \dots, H, n = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T \quad (11c)$$

$$\hat{E}_t^n = \sum_{h=1}^H \rho_h u_1^{h,n} = E_t^p, n = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T \quad (11d)$$

Onde $\{\hat{v}_t^{h,n}, \hat{u}_t^{h,n}, \hat{\sigma}_t^{h,n}, \hat{E}_t^n, h = 1, \dots, H, n = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T\}$ correspondem às estratégias de operação dos proprietários.

Suponha que o operador da cascata tem um excedente em pelo menos um estágio t_0 .

Considerando as restrições de despacho do operador e relações acima,

$$D_t = \sum_{n=1}^N f_n \times \hat{E}_t^n = E_t^p, t = 1, \dots, T \quad (12a)$$

$$v_{t+1}^h = v_t^h + a_t^h - u_t^h - \sigma_t^h + \sum_{m \in M_i} (u_t^m + \sigma_t^m), t = 1, \dots, T, h = 1, \dots, H \quad (12b)$$

$$v_{t+1}^h \geq \sum_{n=1}^N f_n \times \hat{v}_{t+1}^{h,n} = v_t^{h,p}, t = 1, \dots, T, h = 1, \dots, H \quad (12c)$$

$$v_{t+1}^h \leq \bar{v}_h, t = 1, \dots, T, h = 1, \dots, H \quad (12d)$$

$$u_t^h \leq \bar{u}_h, t = 1, \dots, T, h = 1, \dots, H \quad (12e)$$

$$E_t = \sum_{h=1}^H \rho_h u_t^h \geq D_t, t = 1, \dots, T \quad (12f)$$

e

$$E_{t_0} > D_{t_0} \quad (12g)$$

Isto significa que existe uma solução que satisfaz todas as restrições de despacho, que o volume final é maior ou igual ao volume final de operação dos proprietários para todos estágios e reservatórios e que o montante total de despacho é superior ou igual ao montante de despacho dos proprietários para todos os estágios. Isso fere a racionalidade econômica em termos de solução do problema de despacho para os proprietários.

Mesmo no caso estocástico, isso fere a racionalidade econômica, visto que o problema de otimização sob incertezas do operador é resolvido considerando as mesmas restrições de não antecipatividade do problema de despacho dos proprietários.

APÊNDICE B - RENDIMENTO VARIÁVEL NO SLINCING

Exemplo:

Considere dois agentes e que o rendimento das usinas seja uma função côncava do volume:

$$\rho(v) = \sqrt{v}$$

$\rho(v)$ é crescente e côncava como função do volume.

Suponha que o nível de reservatório do primeiro agente seja $v_1 = 36$ e do segundo agente $v_2 = 64$ e que os volumes turbinados sejam: $u_1 = 1$ e $u_2 = 3$. Então:

$$E_1 = u_1 \times \rho(v_1) = 1 \times \rho(36) = \sqrt{36} = 6$$

$$E_2 = u_2 \times \rho(v_2) = 3 \times \rho(64) = 3 \times \sqrt{64} = 3 \times 8 = 24$$

Agora suponha que a participação de cada seja de 50%. Então:

$$v = (1 - \lambda)v_1 + \lambda v_2 = \frac{36+64}{2} = \frac{100}{2} = 50$$

$$E = (1 - \lambda)E_1 + \lambda E_2 = \frac{6+24}{2} = \frac{30}{2} = 15$$

$$u = (1 - \lambda)u_1 + \lambda u_2 = \frac{4}{2} = 2$$

$$\rho(v) = \sqrt{50} > (1 - \lambda)\rho(v_1) + \lambda\rho(v_2) = \frac{6+8}{2} = 7$$

Com isso,

$$u \times \rho(v) = 2 \times \sqrt{50}$$

Mas,

$$2 \times \sqrt{50} = \sqrt{4 \times 50} = \sqrt{200} < \sqrt{225} < 15 = E$$

Isto é, apesar de que o rendimento associado as combinação convexa dos volumes seja superior a combinação convexa dos rendimentos, a combinação convexa dos turbinamentos multiplicada pela combinação convexa dos rendimentos é inferior a combinação convexa as energia produzidas.

Isso ocorre porque apesar de $\rho(v)$ ser côncava com função de $v, f(u, v) = u \times \rho(v)$ não é côncava como função de (u, v) .

A consequência desse fato é que, para o operador produzir um montante de energia igual à combinação convexa das energias requisitadas pelos agentes, é necessário um volume de turbinamento maior que a combinação dos volumes turbinados dos agentes. Isso implica que o volume final dos reservatórios no subproblema do operador será **menor** que a combinação convexa do volume final dos subproblemas dos agentes.

Generalização do resultado:

Suponha uma função crescente $\rho(v)$:

$$\text{Se } v_1 > v_2, \text{ então } \rho(v_1) \geq \rho(v_2)$$

Suponha uma função $E(u, v) = u \times \rho(v)$.

Seja $v_1 > v_2$.

Seja $u_1 = a$ e $u_2 = 0$.

Então $u = \lambda a$ e $v = \lambda v_1 + (1 - \lambda)v_2$.

Logo, $E(u_1, v_1) = a \times \rho(v_1)$, $E(u_2, v_2) = 0$ e $E(u, v) = \lambda a \times \rho(\lambda v_1 + (1 - \lambda)v_2)$.

Como $0 \leq \lambda \leq 1$ e $v_1 > v_2$, temos que $v_1 > \lambda v_1 + (1 - \lambda)v_2$.

Logo, $\lambda E(u_1, v_1) + (1 - \lambda)E(u_2, v_2) = \lambda a \times \rho(v_1) \geq \lambda a \times \rho(\lambda v_1 + (1 - \lambda)v_2) = E(u, v)$.

Conclui-se que, sendo $\rho(v)$ uma função crescente e $E(u, v) = u \times \rho(v)$, é possível que o volume necessário para produzir a energia requisitada pelos operadores seja maior do que a combinação convexa dos volumes turbinados pelos agentes.