



TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**OPERAÇÃO ESTRATÉGICA DE COMPANHIA
GERADORA PREDOMINANTEMENTE
HIDRÁULICA EM MERCADO COMBINADO DE
POOL E CONTRATOS PARA HORIZONTE
DIÁRIO – ABORDAGEM NÃO LINEAR**

Willyston Remê Dantas Ferreira

Brasília, Julho de 2019

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA – UnB
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**OPERAÇÃO ESTRATÉGICA DE COMPANHIA GERADORA
PREDOMINANTEMENTE HIDRÁULICA EM MERCADO
COMBINADO DE POOL E CONTRATOS PARA
HORIZONTE DIÁRIO – ABORDAGEM NÃO LINEAR**

Willyston Remê Dantas Ferreira

RELATÓRIO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE
TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO REQUISITO PARCIAL PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Aprovada por

Prof. D. Sc. Pablo Eduardo Cuervo Franco, UnB/ENE
Orientador

Prof. D. Sc. Ivan Marques de Toledo Camargo, UnB/ENE
Examinador interno

D. Sc. Fabio Stacke Silva, ANEEL
Examinador externo

Brasília, 08 de julho de 2019

FICHA CATALOGRÁFICA

FERREIRA, WILLYSTON REMÊ DANTAS.

Operação estratégica de companhia geradora predominantemente hidráulica em mercado combinado de pool e contratos para horizonte diário – abordagem não linear. [Distrito Federal] 2019.

79 p. (ENE/FT/UnB, Graduação, Engenharia Elétrica, 2016).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|--------------------------------------|----------------------------|
| 1. Mercado Spot e Contratos | 2. Modelo de Otimização |
| 3. Preço de Liquidação de Diferenças | 4. Gestão de Riscos (CVaR) |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

FERREIRA, W. R. D. (2019). Operação estratégica de companhia geradora predominantemente hidráulica em mercado combinado de pool e contratos para horizonte diário – abordagem não linear. Trabalho de Conclusão de Curso, Publicação, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 79 p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Willyston Remê Dantas Ferreira

TÍTULO DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO: Operação estratégica de companhia geradora predominantemente hidráulica em mercado combinado de pool e contratos para horizonte diário – abordagem não linear.

GRAU/ANO: Graduação em Engenharia Elétrica/2019.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta monografia do Trabalho de Conclusão de Curso e emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia do Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Dedicatória

*Dedico este trabalho a minha família
por todo o apoio oferecido ao longo
da graduação, especialmente ao meu
pai e minha falecida mãe.*

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos:

A Deus, que todos os dias tem me guiado em tudo que faço.

Ao meu pai, Moacir Ferreira, e minha falecida mãe, Maria da Guia, por todo o apoio e fornecimento de condições necessárias para alcançar os meus objetivos e concluir o curso superior em uma universidade pública.

Ao professor Pablo Cuervo, pelos conhecimentos compartilhados, confiança, paciência e ideias de forma a promover o desenvolvimento desta monografia. Contribuindo para o meu desenvolvimento acadêmico e profissional.

À equipe da Superintendência da Administração da Base de Remuneração e Gestão do Cadastro Técnico e a Gerência de Mercado e Comercialização, ambas da CEB Distribuição, pelos ensinamentos, experiências e motivações para desenvolver o presente trabalho.

À equipe do SENAI-DF unidade de Taguatinga, pelo apoio e compreensão proporcionados ao longo do curso.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da UnB sempre dispostos a ajudar, e aos meus amigos que compartilharam comigo momentos de aflição e sucesso em vários períodos ao longo do curso.

Willyston Remê Dantas Ferreira

RESUMO

A mudança da estrutura do preço de liquidação de diferenças (PLD) para base horária pode influenciar a operação estratégica das companhias geradoras. Desta forma, alterando a participação no mercado combinado de pool e contratos. Este trabalho apresenta uma ferramenta para tomada de decisões da oferta de geração no horizonte diário com base no PLD horário. Adicionalmente, foi implementado a *Conditional Value at Risk (CVaR)* para avaliar a exposição do agente ao risco. Utilizou-se a ferramenta computacional GAMS (*General Algebraic Modeling System*) para elaborar o modelo de otimização com abordagem não linear.

Palavras chave: Preço de liquidação de diferenças, Operação estratégica, Otimização, Abordagem não linear, CVaR.

ABSTRACT

The change in the structure of the settlement price of differences (SPD) to hourly basis may influence the strategic operation of the generating companies. This way, the participation in the combined market of pool and contracts is modified. This work presents a tool for decision making of the generation offer in the daily horizon based on the hourly SPD. In addition, the Conditional Value at Risk (CVaR) was implemented to assess the risk of exposure of the agent. The GAMS (*General Algebraic Modeling System*) computational tool was used in the development of the optimization model with a non-linear approach.

Keywords: Settlement price of differences (SPD), strategic operation, Optimization, Non-linear programming, CVaR.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	14
1.2 MOTIVAÇÃO.....	15
1.3 OBJETIVOS.....	16
1.4 JUSTIFICATIVA.....	16
1.5 CONTRIBUIÇÕES.....	17
1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	18
2. REVISÃO CONCEITUAL.....	19
2.1 AGENTES INSTITUCIONAIS.....	19
2.1.1 CNPE.....	19
2.1.2 MME.....	20
2.1.3 CMSE.....	20
2.1.4 EPE.....	20
2.1.5 ANEEL.....	21
2.1.6 ONS.....	21
2.1.7 CCEE.....	21
2.2 AGENTES ECONÔMICOS.....	22
2.2.1 GERADORAS.....	22
2.2.2 TRANSMISSORAS.....	23
2.2.3 DISTRIBUIDORAS.....	23
2.2.4 CONSUMIDORES.....	24
2.3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO.....	24
2.3.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO.....	24
2.3.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE.....	27
2.4 FORMAÇÃO DE PREÇOS.....	27

3. FORMULAÇÃO DO MODELO	34
3.1 MODELO MATEMÁTICO	34
3.2 FERRAMENTA COMPUTACIONAL GAMS	40
4. TESTES E RESULTADOS.....	41
4.1 DADOS DE ENTRADA	41
4.2 DEFINIÇÃO DOS CASOS.....	45
4.3 CASO BASE	49
4.4 CASO 1	55
4.5 CASO 2	59
4.6 CASO 3	62
4.7 CASO 4	64
4.8 CASO 5	66
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
5.1 CONCLUSÃO.....	69
5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	70
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
7. ANEXO	74
7.1 MODELAGEM COMPUTACIONAL	74
7.2 CONDITIONAL VALUE AT RISK (CVaR).....	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Organograma da estrutura do setor elétrico brasileiro.	19
Figura 2 – Árvore de decisões.	29
Figura 3 – Função de custo futuro.	30
Figura 4 – Subsistemas do setor elétrico brasileiro.	31
Figura 5 – Modelo DESSEM.	32
Figura 6 – Metodologia do risco.	36
Figura 7 – Usinas da bacia do Paranapanema.	42
Figura 8 – Usina Hidrelétrica Capivara.	42
Figura 9 – Usina Hidrelétrica Chavantes.	43
Figura 10 – Usina Hidrelétrica de Jurumirim.	44
Figura 11 – Variação dos preços com oferta em ambos os mercados.	49
Figura 12 – Caso base - Disponibilidade média de energia $\beta=0$	50
Figura 13 – Caso base - Disponibilidade média de energia $\beta=5$	51
Figura 14 – Caso base - Oferta de geração no mercado spot para horas selecionadas.	52
Figura 15 – Caso base - Oferta estratégica no mercado de contratos.	53
Figura 16 – Relação entre desvio de geração e penalidade.	54
Figura 17 – Variação dos preços com oferta somente no mercado spot.	55
Figura 18 – Caso 1 - Disponibilidade média de energia $\beta=0$	56
Figura 19 – Caso 1 - Disponibilidade média de energia $\beta=5$	57
Figura 20 – Caso 1 - Oferta de geração no mercado spot $\beta=0$	58
Figura 21 – Caso 1 - Oferta de geração no mercado spot $\beta=5$	59
Figura 22 – Caso 2 - Oferta estratégica no mercado de contratos.	61
Figura 23 – Cenários operativos.	62
Figura 24 – Lucro operacional em função energia gerada $\beta=0$	63
Figura 25 – Lucro operacional em função energia gerada $\beta=0,5$	64
Figura 26 – Impacto do fator de risco.	66
Figura 27 – Relação entre fator de sensibilidade e lucro.	67
Figura 28 – Relação entre fator de sensibilidade e CVaR.	68
Figura 29 – Curva do pato em um dia típico de primavera na Califórnia	71
Figura 30 – Função densidade de probabilidade do lucro	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características Técnicas das UHE's	45
Tabela 2 – Programação de Geração Diária	46
Tabela 3 – Contratos do Mercado Regulado	46
Tabela 4 – Preço de Geração por Cenário Por Hora.....	48
Tabela 5 - Contratos do Mercado Regulado Aplicados.....	55
Tabela 6 – Mercado de Contratos.....	60

LISTA DE SÍMBOLOS

Z	Função objetivo
$Profit$	Receita líquida
β	Fator de aversão ao risco
$CVaR$	Conditional value at risk
λ_{cb}	Preço da energia para cada contrato (c) e bloco (b)
G_{icb}	Potência ofertada no mercado de contratos do gerador (i) para cada contrato (c) e bloco (b)
L_c	Duração do contrato (c)
λ_{ts}	Preço da energia para o período (t) e cenários (s)
G_{its}	Potência ofertada no mercado spot do gerador (i) para o período (t) e cenário (s)
L_{ts}	Duração do período (t) e cenário (s)
C_{its}	Custo da energia do gerador (i) para o período (t) e cenário (s)
Pg_s	Penalidade aplicada para o cenário (s)
α	Probabilidade de ocorrência
ζ	Value at Risk - VaR
ψ	Nível de confiança
η_s	Variável auxiliar usada para calcular o conditional value at risk (CVaR)
$Cost$	Custo de produção da energia elétrica
Gp_{its}	Potência total ofertada do gerador (i) para o período (t) e cenário (s)
E_{dayav}_{is}	Energia disponibilizada do gerador (i) no cenário (s)
Eg_{its}	Energia ofertada no mercado spot do gerador (i) para o período (t) e cenário (s)
Eg_{icb}	Energia ofertada no mercado de contratos do gerador (i) para cada contrato (c) e bloco (b)
V_{is}	Desvio de geração
G_{day}_{is}	Energia programada do gerador (i) para o cenário (s)
μ	Fator de Sensibilidade
$Pgmin_i$	Potência mínima do gerador (i)

$Pgmax_i$	Potência máxima do gerador (i)
$Pmax_{cb}$	Potência máxima do contrato (c) para o bloco (b)
$Pini_i$	Potência inicial ofertada do gerador (i)
Rup_i	Rampa de subida do gerador (i)
$Rdown_i$	Rampa de descida do gerador (i)

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), quanto a sua constituição, vem passando por grandes modificações ao longo dos anos. Uma das principais modificações veio por meio da Lei nº 9.074 sancionada em 1995. Ela estabeleceu: normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos; implantação da desverticalização do setor elétrico de livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão.

O projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro (RE-SEB), teve como principal medida a implementação da desverticalização do setor elétrico, esta ação impediu a mesma empresa de operar os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Desta forma introduziu-se a competição em diversos segmentos do setor elétrico. Junto ao RE-SEB foram identificadas as necessidades de criação de alguns órgãos públicos, entre eles a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema (ONS) e Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Em 2001, devido à crise energética, foram revistas algumas regulamentações. E a principal delas foi a apresentação do novo modelo do setor elétrico, posteriormente implementado pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848 em 2004. O novo modelo extinguiu o MAE, criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Foram criados dois ambientes para contratação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACR, também conhecido como mercado de contratos, os agentes de distribuição compram energia dos agentes de geração sob a forma de cotas para atender os consumidores abrangidos pela região geográfica da concessionária e/ou permissionária. As distribuidoras com um consumo maior que 500 GWh são obrigadas a adquirir energia por meio de leilões regulados pela Aneel e promovidos pela CCEE.

O ACL é aquele no qual os consumidores livres e especiais, comercializadores, importadores, exportadores de energia e geradores celebram contratos bilaterais entre si de compra e venda de energia elétrica.

Os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, e em todos devem estar especificados o montante de energia elétrica a ser comercializado, preços e prazos de entrega.

A CCEE realiza a medição da energia efetivamente produzida/consumida por cada agente. As diferenças constatadas, sejam elas positivas ou negativas, são apuradas para serem contabilizadas no mercado de curto prazo e valoradas sobre o preço de liquidação de diferenças (PLD). Atualmente o PLD é definido semanalmente, no entanto o Ministério de Minas e Energia (MME) implementará o PLD horário a partir de 2020, apesar de inicialmente estar previsto para entrar em vigor em 2019. A Comissão Permanente de Programas Computacionais do Setor Elétricos (CPAMP) é a responsável por aperfeiçoar o programa computacional DESSEM que definirá o custo real da energia em base horária.

Nesse sentido, uma modelagem matemática de solução computacional pode auxiliar a tomada de decisões por parte das companhias geradoras (GENCO's) na participação de um mercado combinado de pool e contratos em cenários em que a energia é valorada de hora em hora.

1.2 MOTIVAÇÃO

Há um grande interesse no estudo do mercado de energia elétrica, principalmente devido as amplas discussões promovidas pelas Consultas Públicas nº 33 e nº 42 de 2017 do MME para debater a nova metodologia de precificação horária.

O setor elétrico brasileiro possui como premissas básicas: promover a modicidade tarifária, estimulando a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; garantir a segurança e qualidade no suprimento de energia elétrica; e promover a inserção social, através de programas de universalização.

Dessa forma, é necessário que o despacho de operação e o custo de geração sejam tais que possam garantir os princípios do setor elétrico. O novo modelo do setor elétrico instituiu a compra de energia na forma de leilões regulados pela ANEEL sob a modalidade menor tarifa para os agentes de distribuição, e distinguiu a energia proveniente de usinas novas da energia das usinas em operação. A contratação de energia pelas distribuidoras passa a ser contratado num horizonte a longo prazo em processos de leilão público, em que os agentes de geradores disputam os blocos de carga demandados em contratos com duração mínima de 15 anos e máxima e 35 anos.

Sob a ótica das GENCO's é necessário avaliar, por meio de modelos matemáticos, as condições de custo e oferta dos blocos de geração para otimizar o lucro percebido. No estudo envolvendo mercados de energia elétrica, as abordagens podem considerar as incertezas da demanda, a probabilidade de ocorrência de diversos cenários devido ao risco hidrológico e a inserção de penalidades devido ao desvio de geração por parte das GENCO's. E, em um contexto mais amplo, a abordagem pode avaliar a inserção de fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional (SIN) e o impacto da intermitência destes geradores no custo da energia elétrica.

Sendo assim, fica confirmado o interesse no desenvolvimento de um modelo computacional para propor uma operação estratégica de companhia geradora em mercado combinado de pool e contratos para horizonte diário utilizando uma abordagem não linear.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho consiste na elaboração de um modelo determinístico de estratégias de oferta de geração em mercado de eletricidade hora-hora por meio de uma abordagem não linear. Serão consideradas penalidades impostas ao agente devido ao desvio de geração diário conforme planejamento da pré-operação do sistema.

A operação de sistemas hidráulicos inclui riscos. Na função objetivo do modelo será incorporado a gestão do risco por meio da metodologia CVaR, com a quantificação de um possível impacto na receita da GENCO.

As usinas hidrelétricas serão modeladas de forma individualizada considerando as suas especificações não lineares e respectivas restrições operativas. De modo a otimizar a oferta das unidades geradoras, observando a função de custo futuro em conjunto com o custo imediato de geração.

Por otimização entende-se a maximização do lucro diante da redução dos custos operacionais e aumento da receita com o incremento de geração hidráulica perante cenários de incerteza, limites de capacidade definidos nas curvas de capacidade das unidades geradoras e regras de comercialização fixados em regulamentação vigente.

1.4 JUSTIFICATIVA

Há uma grande variedade de estudos sobre o mercado de eletricidade, envolvendo diversas modelagens computacionais para avaliar o custo futuro da energia elétrica. Os modelos

buscam uma oferta estratégica das unidades geradoras de modo a maximizar a receita operacional. Os métodos de solução possuem um alto grau de complexidade devido ao tamanho do parque gerador brasileiro e as incertezas inerentes ao processo.

Diante do cenário atual de dependência maior dos cenários hidrológicos e a inclusão de fontes alternativas ao SIN, a operação do sistema deve cada vez mais lidar com o perfil estocástico das variáveis associadas, sobretudo a volatilidade dos preços do mercado de curto prazo. A intermitência de geração da energia eólica e solar e a necessidade de acionamento de unidades térmicas em períodos de estiagem é uma das principais causas da oscilação de preços. Sendo, portanto, uma área de bastante interesse e relevância para estudos acadêmicos e empresarias. Principalmente do ponto de vista das GENCO's que visa o aumento das receitas e/ou redução dos custos operacionais.

A utilização de uma abordagem não linear necessita de um grande desempenho computacional para auxiliar a tomada de decisões na oferta estratégica de geração. O número de variáveis é diretamente proporcional a quantidade de geradores, contratos no ambiente regulado disponíveis, quantidade de cenários analisados e preços horários de energia.

Com o crescimento do setor elétrico promovido nas últimas décadas, foram desenvolvidas melhores soluções e aprimoramento de técnicas que permitissem um melhor estudo das características peculiares do SIN. Desta forma, embasando a justificativa deste trabalho, que se fundamenta na construção de um modelo robusto para operação estratégica, de modo a apresentar soluções ótimas diante da diversidade de cenários. E que permita a melhor oferta estratégica visando a maximização do lucro para os agentes geradores.

1.5 CONTRIBUIÇÕES

A contribuição efetiva deste trabalho está na criação de um modelo e ferramenta computacional para oferta estratégica no mercado de eletricidade, considerando o processo de tomada de decisões para diversos cenários operativos. O objetivo final é maximizar o lucro de uma companhia de geração predominantemente hidráulica.

É apresentado um modelo determinístico que relaciona a função objetivo a um mercado combinado de pool e contratos. Além disso, avalia-se o impacto de eventuais penalidades à GENCO na ocorrência de desvios de geração diário, e a inserção do CVaR para gerir e mensurar os riscos aos quais os agentes estão expostos.

Com base nessa metodologia, foram realizados testes considerando diferentes cenários de riscos hidrológicos, com conseqüente impacto nos preços de energia ofertados no mercado de pool. Nestas simulações estão inclusas as restrições operativas e demais características técnicas das unidades geradoras para garantir um resultado mais próximo do encontrado na realidade.

A visão crítica sobre o funcionamento do sistema foi de extrema relevância para a elaboração de cenários que viabilizassem padrões interessantes de análise e operação do sistema.

1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 2 é apresentado o referencial teórico acerca dos conceitos fundamentais para o embasamento da análise e descrição do problema de otimização do despacho hidrotérmico aplicado em um horizonte de curto prazo.

No capítulo 3 foi explicitada a formulação matemática do problema de otimização proposto e suas considerações. De forma que o leitor se familiarize com o problema, são descritas cada parte integrante do modelo.

No capítulo 4 é apresentado o estudo de caso a ser analisado com a descrição dos dados do sistema e seus parâmetros. Nesta seção estão incluídos os testes e resultados perante os diversos cenários e restrições aplicadas. A abordagem possui um viés econômico tendo em vista o caráter financeiro da função objetivo de maximizar o lucro esperado.

No capítulo 5 desenvolve-se as considerações finais com a devida conclusão e explanadas as sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO CONCEITUAL

Nas últimas décadas, o setor elétrico passou por profundas mudanças e algumas instituições foram criadas e outras reformuladas. Além disso, devido a desverticalização promovida no segmento, o setor elétrico foi dividido nos segmentos geração, transmissão e distribuição, em que se interagem para fornecer energia elétrica aos consumidores, sejam eles livres ou cativos.

2.1 AGENTES INSTITUCIONAIS

O modelo imposto pela legislação vigente criou e reformulou alguns agentes. Atualmente os agentes são CNPE, CMSE, MME, EPE, ONS, ANEEL, CCEE. Cada instituição tem funções específicas ou delegadas para exercer determinadas atividades.



Figura 1 – Organograma da estrutura do setor elétrico brasileiro.

Fonte: Milton Pinto (2014).

2.1.1 CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão interministerial com ligação direta à Presidência da República, presidido pelo Ministério de Minas e Energia. Tem como atribuição propor ao Presidente da República políticas e diretrizes que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as mais remotas e de difícil acesso.

2.1.2 MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do governo federal responsável pela formulação e implementação de políticas públicas para o setor energético, com base, nas diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética CNPE.

O MME também é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança do suprimento energética na ocorrência de desequilíbrios energéticos entre oferta e demanda.

2.1.3 CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão diretamente ligado ao MME que tem a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

O Comitê foi criado pela Lei nº 10.848 e é composto por diversos agentes do setor elétrico, entre eles, representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional.

2.1.4 EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A criação da empresa com seu devido estatuto social aprovado foi formalizada pelo Decreto nº 5.184 e promulgada pela Lei nº 10.848.

A EPE realiza estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético nas áreas de energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados. Entre as publicações de maior relevância estão o Plano Decenal de Energia, Plano Nacional de Energia e o Balanço Energético Nacional.

Com relação a energia elétrica, compete a EPE elaborar os estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica que abrange: viabilidade técnica econômica para os empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica; determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos; definição dos parâmetros de planejamento para realização dos leilões de expansão do sistema de geração e transmissão; e participação dos estudos para aproveitamento energéticos de rios compartilhados com países limítrofes.

2.1.5 ANEEL

A Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Ela possui a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição de energia elétrica de acordo com as políticas e diretrizes definidas pelo governo federal.

A ANEEL possui também a atribuição de regulamentar a comercialização de energia elétrica, que deverá prever: as obrigações e os direitos dos agentes do setor elétrico; as garantias financeiras; as penalidades; e as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.

2.1.6 ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

O ONS também atua no desenvolvimento de estudos do setor elétrico como o PAR – Plano de Ampliação e Reforços, e em atuação conjunta com a EPE determinar a melhor forma de expandir o sistema elétrico, garantindo os critérios de confiabilidade exigidos. O ONS busca promover a otimização da operação observando as normas técnicas vigentes e garantir a universalidade do acesso as instalações do SIN e demais instalações de transmissão.

2.1.7 CCEE

O Decreto nº 5.177 autorizou a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), uma instituição regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Por delegação da agência, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é responsável por realizar os leilões de compra e venda de energia elétrica, manter o registro dos contratos de comercialização de energia no ambiente regulado e os contratos de leilão de ajuste. Promover a medição e o registro dos dados das operações de compra e venda de energia, assim como o registro dos montantes de potência e energia objetos dos contratos do ambiente de contratação livre. Outra atribuição da CCEE é apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo por submercado de energia e patamar de carga.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é composta por diversos agentes do setor elétrico, entre eles titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores livres.

2.2 AGENTES ECONÔMICOS

Além dos agentes institucionais, o setor elétrico é composto pelos agentes econômicos, se enquadram nessa classificação os agentes geradores, transmissores e distribuidoras. Estes devem possuir a concessão, permissão ou autorização do poder público para atuarem como tal. Nesta categoria também incluem os consumidores de energia elétrica, eles são subdivididos em consumidores livre, potencialmente livre e cativos.

2.2.1 GERADORAS

As companhias geradoras (GENCO's) são aquelas que transformam qualquer fonte primária de energia em eletricidade. O regime jurídico dos agentes pode ser classificado em serviço público, autoprodução ou produção independente.

O serviço público é caracterizado por regulamentação específica, em que o empreendimento deve possuir concessão. Os aproveitamentos hidráulicos superiores a 1 MW e os termoelétricos superiores a 5 MW são destinados à prestação de serviço público. As concessões são formuladas para um período de 35 anos, tempo necessário para amortização do investimento realizado.

A categoria de autoprodutor necessita de concessão ou autorização do poder público para operar. Ela visa produzir energia elétrica para seu próprio consumo. Para empreendimentos hidráulicos com potência superior a 10 MW é necessária a realização de licitação. Enquanto que empreendimentos de geração entre 1 e 10 MW basta uma autorização. Para usinas com potência inferior a 1 MW, é necessário se registrar na ANEEL. Em determinados casos, o autoprodutor pode comercializar a energia excedente, no entanto, está condicionada a autorização do poder público.

A produção independente pode ser realizada por pessoa jurídica ou por um consórcio de empresas, desde que o empreendimento detenha a concessão ou autorização para produzir energia elétrica. O proprietário pode vender toda ou somente uma parte da energia produzida em qualquer ambiente. Assim como, pode comercializar sua energia com os consumidores livres e/ou concessionários do serviço público de energia elétrica. O produtor independente está sujeito a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, o qual determina os limites de potência necessários para explorar a atividade econômica.

Salienta-se que os grandes agentes geradores não detêm autonomia para proceder a geração de energia. Cabe ao ONS determinar quais unidades geradores devem entrar em operação para garantir o equilíbrio geração-carga do sistema interligado nacional. No entanto, os geradores podem comercializar energia até a garantia física do empreendimento. As

diferenças entre a energia efetivamente gerada e a energia contratada são liquidadas pela Câmara de Comercialização de Energia.

2.2.2 TRANSMISSORAS

Os agentes de transmissão (TRANSCO's) são responsáveis pelo transporte de energia elétrica das companhias geradoras até aos distribuidores e consumidores livres. A transmissão também é responsável pelo intercâmbio de energia elétrica entre os submercados de energia existente no país. Para explorar esta atividade é necessária a concessão do serviço pelo poder público.

Os agentes de distribuição e os consumidores livres possuem livre acesso às instalações de transmissão e distribuição do sistema elétrico, desde que contratos sejam celebrados entre os envolvidos. Os contratos são: CPST – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão, CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão e CCI – Contrato de Compartilhamento de Instalações. Todos os contratos possuem como intermediador o ONS.

2.2.3 DISTRIBUIDORAS

As distribuidoras (DISCO's) são responsáveis por rebaixar a tensão para níveis adequados de utilização pelos consumidores, algumas exceções de fornecimento são feitas a consumidores industriais. A distribuição de energia elétrica é regulada pela ANEEL, e as empresas que exploram esta atividade devem possuir a concessão para determinada área de abrangência.

As distribuidoras devem atender a critérios de continuidade, qualidade, segurança, entre outros, conforme normas de Procedimento de Distribuição – PRODIST e Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

A contratação de energia elétrica a ser fornecida aos clientes é regulada por meio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A distribuidora deve informar ao Ministério de Minas e Energia a quantidade de energia necessária para atender seu mercado consumidor. O Ministério por sua vez, homologa a energia necessária e indica de quais empreendimentos deve ser comprada a energia. A compra de energia pelas distribuidoras está limitada aos leilões de energia nova, energia existente e fontes alternativas.

2.2.4 CONSUMIDORES

O sistema elétrico é construído de tal forma para atender as unidades consumidores. O consumidor final pode ser uma pessoa física ou jurídica, responsável por uma unidade consumidora ou por um conjunto de unidades consumidores. São atendidos por meio de um único ponto de entrega e cuja medição seja, também, única. Os consumidores estão subdivididos em consumidor livre, potencialmente livre e cativo.

O consumidor livre pode adquirir energia diretamente das GENCO's. Desta forma, ele deve estar inscrito na CCEE e os contratos de compra de energia devidamente registrados. Desde 1º de janeiro de 2019, o consumidor com uma carga superior a 3.000 kW e atendido em qualquer nível de tensão pode optar pela compra de energia elétrica com qualquer concessionário, permissionário ou autorizatário de energia elétrica do sistema.

O consumidor potencialmente livre é aquele que atende todos os pré-requisitos de ser consumidor livre, todavia opta por não comprar energia no ambiente de contratação livre. Desta forma, prefere ser atendido pela distribuidora local.

O consumidor cativo está obrigado a contratar energia elétrica pela DISCO de sua área de abrangência geográfica. Por isso não participa do mercado livre e é atendido sob condições reguladas.

2.3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

A energia elétrica pode ser comercializada por dois diferentes modos: o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre.

2.3.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou também chamado de Mercado Regulado, é aquele no qual os agentes de distribuição com um mercado maior que 500 GWh ano são obrigados a contratar energia elétrica por meio de leilões regulados pela ANEEL e promovidos pela CCEE. Para as distribuidoras menores, a participação nos leilões é facultativa.

A compra e venda de energia elétrica são formalizados por meio dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). As distribuidoras também podem comprar energia por meio dos contratos de Geração Distribuída (GD) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

A realização dos leilões envolve diversos agentes do setor elétrico e conta com várias etapas. Entre elas, a definição das diretrizes do leilão, habilitação técnica e cadastramento dos empreendimentos, declaração de necessidades da distribuidora, definição dos termos, garantias e penalidades dos participantes, elaboração da sistemática e publicação do leilão, audiência pública, caso seja necessário, e a realização do leilão propriamente dito. O MME fixa um preço-teto em R\$/MWh para cada leilão e ele é realizado na modalidade menor-tarifa.

Nos leilões de energia, os agentes geradores são divididos de acordo com o tipo do empreendimento, se ele é novo ou existente. O empreendimento existente possui a posse da outorga de concessão, permissão ou autorização pelo agente gerador na data de início do leilão. O empreendimento novo não possui a outorga de concessão e é subdividido em estrito e em estruturante. A modalidade estruturante se diferencia da estrito, pois o empreendimento estruturante conta com indicação do CNPE e aprovação do Presidente da República, devido a relevância do projeto para o interesse nacional.

Os contratos básicos do Ambiente de Contratação Regulada registrados na CCEE são: contratação de energia nova, contratação de energia alternativa, contratação de energia existente, contratação de ajuste, contratação de energia distribuída.

A contratação de energia nova é formada por empreendimentos que ainda serão construídos, sejam eles hidroelétricos ou térmicos.

O Plano Decenal de Energia elaborado pela EPE, e publicado anualmente, contém a indicação dos potenciais hidráulicos a serem explorados a longo prazo. Nos empreendimentos térmicos cabe ao investidor submeter o projeto a avaliação técnica da EPE. Portanto, a EPE tem a função de habilitar tecnicamente os empreendimentos que podem participar do leilão de energia nova.

O Ministério de Minas e Energia de posse dessas informações e com as demandas de energia solicitadas pelas distribuidoras formula os parâmetros do leilão.

O leilão referente a empreendimentos novos se destina a usinas que estão na fase de projeto ou em construção. Essas licitações são realizadas na forma A-3 ou A-5, em que a energia se tornará efetivamente disponível em 3 ou 5 anos, após o leilão. O A-5 são destinadas a hidrelétricas de médio e grande porte, e são as usinas que fornecem os melhores preços por MWh. Por isso, foram instituídos incentivos para que as DISCO's contratem energia elétrica dessas usinas. O A-3 viabiliza a comercialização por usinas hidrelétricas pequenas, fontes renováveis e importadores de energia, visto que a construção dessas usinas pode-se dar de forma mais rápida.

É importante destacar que, as usinas podem ter toda sua energia comercializada no mercado regulado, mas também pode ter uma porcentagem comercializada no ambiente livre. Estas condições devem ser informadas no edital do leilão.

O contrato de energia existente é caracterizado por usina que já estão em operação comercial. Portanto são formulados na configuração A-1, em que a energia elétrica já estará disponível para utilização no ano subsequente ao do leilão. Os contratos assinados vigoram num prazo de 3 a 15 a depender do contrato. O leilão de energia existente é uma forma de prorrogar os contratos de comercialização, pois tal contrato não aumenta a garantia física do sistema. E de certa forma, isso é um risco, pois qualquer aumento da demanda em curto prazo, pode aumentar o preço da energia elétrica, caso o sistema não tenha uma folga de geração.

Essa distinção entre a formatação do leilão de energia, se deve ao fato de que os empreendimentos novos ainda necessitam de amortização do investimento realizado, já os empreendimentos em operação comercial já tiveram seu investimento amortizado e, portanto, possui um custo de geração de energia elétrica inferior do que os empreendimentos novos.

Os contratos de compra de energia no ambiente regulado são ainda divididos em dois tipos: contrato por quantidade e contrato por disponibilidade. O contrato por quantidade é firmado, preferencialmente, entre agentes de geração hidroelétrica. No qual prevê o pagamento de um valor fixo por bloco de energia gerado. Já o contrato por disponibilidade prevê o pagamento de uma taxa independente do que for gerado, paga-se pela possibilidade da máquina entrar ou não em operação devido a fatores externos. Devido a condições hidrológicas, as usinas termoelétricas podem ser acionadas para suprir o déficit energético. No entanto, o custo adicional do combustível utilizado é repassado aos consumidores na tarifa de energia elétrica.

De forma a garantir o fornecimento e minimizar o risco das distribuidoras, existe o contrato de ajuste. Na qual cada distribuidora pode contratar um complemento de energia para atender o seu mercado consumidor, limitado a um valor de 5% do seu mercado. Tal leilão deve ser divulgado com 2 anos de antecedência e a própria distribuidora estabelece o preço-teto (R\$/MWh). Esse tipo de contrato tem uma vigência de 3 a 24 meses, no máximo.

Outra forma de contratação permitida às distribuidoras é a Geração Distribuída (GD). Conforme Decreto 5.163/2004, GD's são as pequenas centrais hidrelétricas, a geração termelétrica, cogeração com eficiência mínima de 75%, e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independentemente de sua eficiência. A GD se caracteriza por estar junto ou próximo da carga, e essa não é despachada pelo ONS. Neste tipo de contrato, as distribuidoras podem contratar até 10% do seu mercado. A compra de energia elétrica

proveniente de GD é realizada por chamada pública, sob responsabilidade da própria distribuidora.

2.3.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é aquele no qual os consumidores livres, comercializadores, importadores, exportadores de energia e geradores celebram contratos bilaterais entre si de compra e venda de energia elétrica. Os contratos são registrados na CCEE na forma de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

Uma particularidade deste contrato é que os agentes geradores podem vender energia nos dois ambientes de contratação, seja ele no ACL ou no ACR, no entanto, todos os contratos são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, e devem estar especificados os montantes de energia a serem comercializados, preços e prazos de entrega.

O ACL permite a competitividade entre as GENCO's, de forma que os preços da energia detêm uma certa volatilidade. Em função da lei da oferta e da demanda, os preços da energia elétrica podem oscilar mensalmente, semanalmente e até diariamente, em virtude de fatores externos como o risco hidrológico, preço dos combustíveis, tecnologias de geração empregadas. Ou seja, os consumidores livres conseguem comprar energia diretamente do fornecedor, tendo a possibilidade de negociar o preço da energia por MWh e obter valores mais competitivos.

Os consumidores pagam pelo preço da energia entregue, conforme contratos bilaterais, no entanto, os mesmos ainda pagam uma taxa referente ao uso do sistema elétrico, a depender de qual rede elétrica o consumidor está conectado. As taxas empregadas são a Taxa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e a Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

2.4 FORMAÇÃO DE PREÇOS

O Brasil é composto de um parque elétrico diversificado, contendo em sua matriz energética, fontes hidráulicas, térmicas e mais recentemente a inserção de fontes alternativas, como eólica e solar. O ONS realiza o despacho econômico do sistema de forma a definir a geração por cada segmento de geração, seja ele térmico, hidráulico ou de fontes alternativas. Alguns fatores alteram a disponibilidade de geração existente: participação de novos empreendimentos no sistema, as condições hidrológicas, preços do combustível, entre outros fatores. Com o despacho otimizado é obtido o custo marginal de operação (CMO) para o

período definido e para cada submercado. Com base no CMO é definido o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) semanalmente.

Devido a afluência dos rios, em períodos de estiagem, se torna necessário o acionamento de unidade térmicas. O sistema térmico atualmente instalado pode atender mais de 20% do mercado energético brasileiro, contudo é necessário ajustar a potência gerada de forma a atender toda a demanda necessária. O despacho de geração térmica deve considerar o custo do combustível, a perda de eficiência das máquinas térmicas, limites operacionais de cada unidade geradora e o tipo de tecnologia empregada em cada máquina.

O custo de geração (F_i) de cada unidade geradora é em função da sua curva característica calor-combustível e do preço do combustível utilizado.

$$F_i = H_i \times \text{Preço}_i \quad (1)$$

$$H_i = a_i + b_i P_i + \frac{1}{2} c_i P_i^2 \quad (2)$$

As constantes a_i , b_i e c_i são conhecidas e dependem do tipo de unidade geradora utilizada. A potência gerada (P_i) é determinada em função dos limites operacionais do gerador, sendo respeitadas a potência mínima e máxima permitida pelo equipamento. O despacho econômico visa minimizar o custo de geração, todavia, mantendo o fornecimento de energia elétrica a demanda solicitada (P_c) e suprindo as perdas no sistema elétrico (P_p).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (3)$$

$$- P_p - P_c + \sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (4)$$

$$P_{\min} \leq P_i \leq P_{\max} \quad i = 1, 2 \dots N \quad (5)$$

Por meio da otimização do sistema, é definido o custo incremental de cada unidade geradora em R\$/MWh. E então é calculado o montante a ser recebido pela GENCO. A receita é obtida pelo produto entre o custo incremental e a energia gerada. O lucro do agente é a subtração da receita operacional pelo custo de geração.

O despacho econômico de sistemas hidroelétricos é mais complexo devido à incerteza com relação a disponibilidade de água e a expectativa de afluência dos rios. Portanto é necessário analisar o custo de oportunidade, ou seja, avaliar se compensa armazenar água nos

reservatórios e utilizar geração térmica, ou usar a água disponível nos reservatórios no instante inicial e postergar o uso da geração térmica. Desta forma, é preciso montar uma árvore de decisões e verificar todos os cenários possíveis.

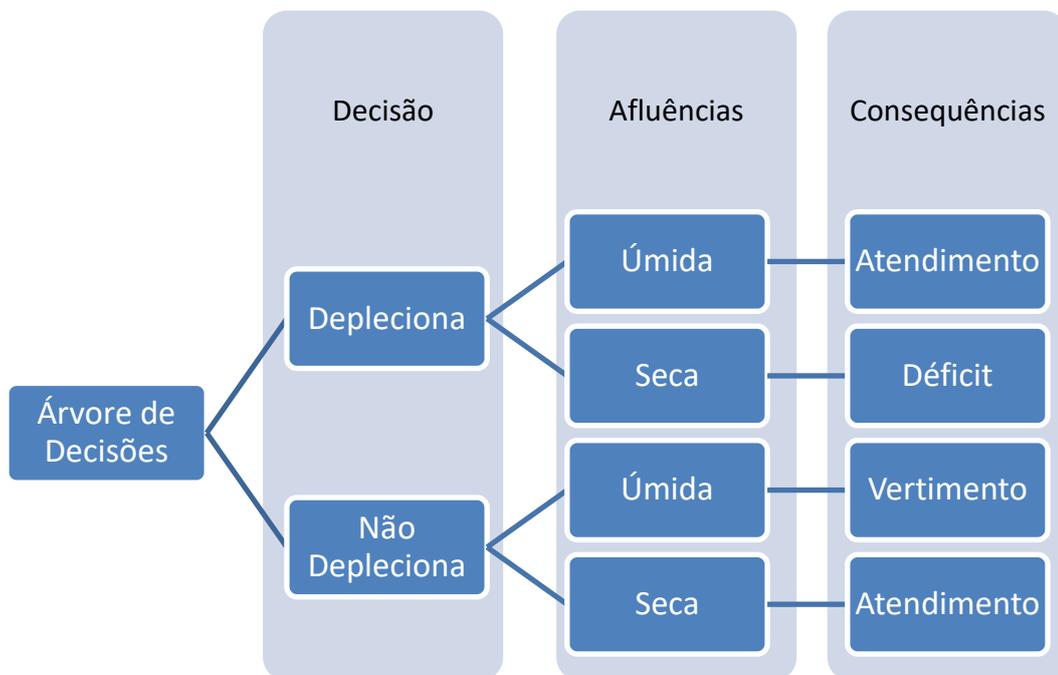


Figura 2 – Árvore de decisões.

Fonte: Mauricio Tomalsquim (2011).

A árvore de decisões permite identificar dois cenários com consequências extremas: o déficit ou o vertimento. No caso do déficit, opta-se por utilizar a água para geração, no entanto, posteriormente ocorre um período de seca. Este cenário acarreta um alto custo de oportunidade. No outro extremo, ocorre o armazenamento de água pelos reservatórios, contudo, posteriormente ocorre um período úmido aumentando a disponibilidade de energia primária e consequentemente sendo necessário verter a água em excesso. O vertimento acaba se tornando um desperdício e, portanto, um baixo custo de oportunidade.

A avaliação de todos os cenários possíveis permite determinar os custos operacionais do sistema elétrico, sejam eles os custos operacionais imediatos, no qual opta-se por utilizar a água em um primeiro momento para geração de energia elétrica, e os custos operacionais futuros, em que faz a escolha de armazenar a fonte primária. As simulações permitem determinar a operação do SIN para diversos níveis de armazenamento. No caso brasileiro, as simulações trabalham com um horizonte de anos em função da diversidade de afluências dos rios dentro da região geográfica brasileira.

As simulações permitem estimar a função de custo futuro. Importante destacar que a definição do custo futuro é puramente probabilística. A função de custo imediato é determinada em função da utilização da geração térmica no instante inicial.

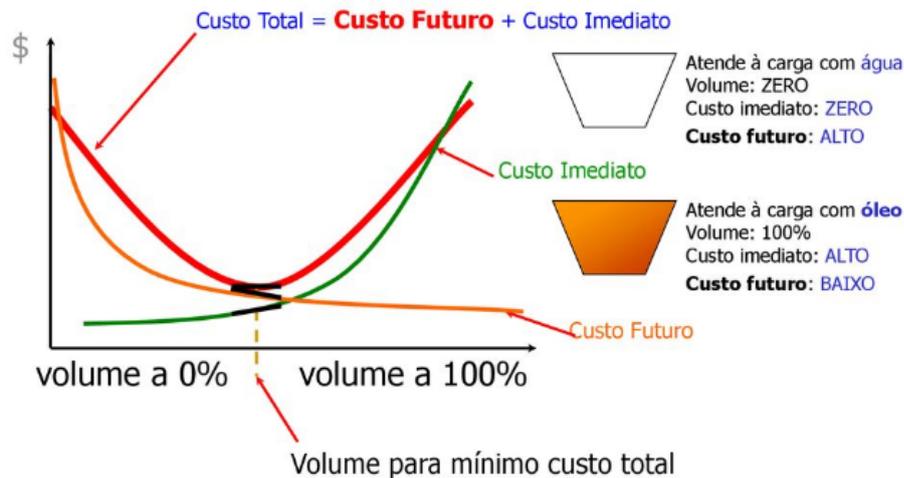


Figura 3 – Função de custo futuro.

Fonte: ONS/CCEE (2016).

A decisão ótima do sistema, e consequentemente o custo mínimo, ocorre quando as derivadas da função de custo futuro e custo imediato se anulam. Neste ponto é determinado o custo ótimo da água.

$$\frac{d(FCI + FCF)}{dV} = \frac{dFCI}{dV} + \frac{dFCF}{dV} = 0 \rightarrow \frac{dFCI}{dV} = - \frac{dFCF}{dV} \quad (6)$$

O despacho de usinas hidroelétricas é caracterizado por diversas variáveis e incertezas inerentes ao processo, logo a hidrologia deve ser tratada de forma estocástica. São elencadas no modelo, séries históricas que consideram a vazão natural do rio ou séries hidrológicas sintéticas, que são séries estocásticas com amostras de possíveis valores de vazão para determinado empreendimento.

Com base nas séries hidrológicas sintéticas, projeção de demanda a médio prazo e a configuração do SIN, é definido o custo futuro do sistema elétrico brasileiro. São utilizados modelos computacionais que buscam otimizar o sistema de forma a minimizar o valor esperado do custo total. Os modelos computacionais utilizados são o NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

O NEWAVE é um modelo computacional desenvolvido pelo CEPEL e utilizado para o planejamento da operação e expansão de sistemas hidrotérmico interligados, que é o caso brasileiro. Além disso, é considerada a entrada de fontes intermitentes de energia elétrica, como as fontes alternativas eólica e solar.

O modelo começa com uma representação equivalente do sistema elétrico, no qual as usinas hidrelétricas são agrupadas e modeladas sob a forma de um reservatório equivalente de energia. Isto é necessário, por que o sistema brasileiro possui muitas variáveis, o que tornaria o problema intratável do ponto de vista computacional. Logo o resultado da simulação se torna uma estimativa e não uma solução real.

Na representação do conjunto de hidrelétricas são consideradas a energia armazenada nos reservatórios, a energia armazenada no volume morto, as pequenas centrais geradoras e as usinas hidrelétricas motorizadas.

Com relação ao sistema térmico, é considerado a geração mínima, geração máxima e o custo incremental de operação. Além disso, é realizada a estimativa de carga para o horizonte de simulação, sendo classificado três patamares de carga: leve, média e pesada.

No modelo, o Brasil é representado por subsistemas, entre eles Norte, Nordeste, Sul e o agrupamento do Centro-Oeste com o Sudeste. A capacidade de transmissão das linhas de transmissão e o intercâmbio de energia entre os vários subsistemas também são considerados.

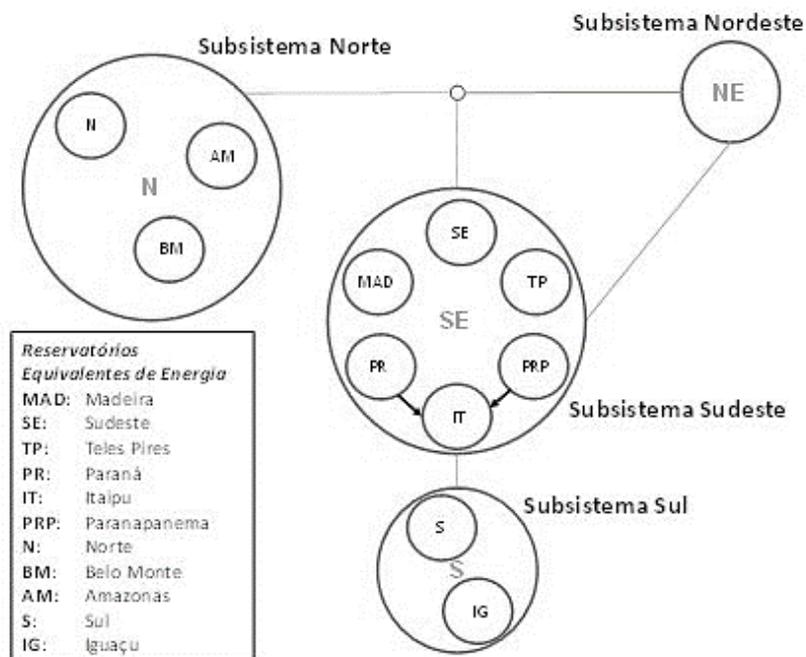


Figura 4 – Subsistemas do setor elétrico brasileiro.

Fonte: ANEEL (2019).

O NEWAVE trabalha com um horizonte de médio e longo prazo, sendo geralmente simulado num horizonte de 5 anos. Sua simulação determina a função de custo futuro do sistema

elétrico. As informações de saída do modelo NEWAVE são os principais insumos do modelo DECOMP.

O DECOMP é um modelo computacional desenvolvido pelo CEPEL e utilizado para o planejamento da operação energética do sistema elétrico. Ele é oficialmente adotado pelo ONS e CCEE no cálculo do programa mensal de operação (PMO) e na determinação do preço de liquidação de diferenças (PLD).

O modelo computacional trabalha em um horizonte de curto prazo por meio de uma discretização mínima de uma semana até um período de 12 meses. Com os dados de entrada são obtidos a política de operação do sistema hidroelétrico e a geração térmica em diversos estágios da simulação, sempre com meta na minimização dos custos de operação.

Com base na função de custo futuro gerada pelo modelo NEWAVE e do custo marginal de operação (CMO) obtido é calculado um novo PLD para o período analisado e uma nova função de custo futuro é gerada.

Por fim, o modelo DESSEM, vide figura 5, integra as ferramentas computacionais que estão sendo atualmente utilizadas. Assim como os outros modelos, ele busca a minimização dos custos operacionais por meio da otimização do despacho hidrotérmico. Ele possui um horizonte de 30 minutos a até 2 semanas.

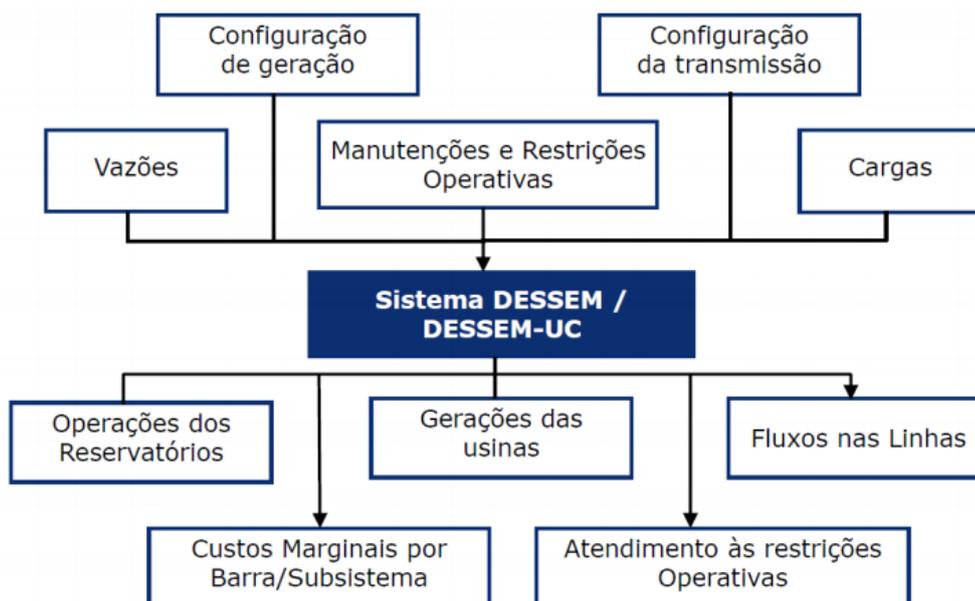


Figura 5 – Modelo DESSEM.

Fonte: ONS (2018).

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) sendo composta pelos agentes institucionais e pela Eletrobras (CEPEL) ficaram incumbidos de revisar e atualizar o modelo computacional DESSEM de forma a divulgar o PLD horário, cuja revisão do modelo foi proposta na Resolução do CNPE nº7, de 2016. Em 2017, foram iniciadas as primeiras discussões acerca do tema e a formação do grupo de trabalho.

Por meio da consulta pública MME nº 33/2017 já estava previsto a implantação do preço horário. E desde de abril de 2018, o ONS e a CCEE já divulgam o PLD horário – conhecido como preço horário “sombra” em regime de teste.

O regime de teste faz parte de um período de transição na qual visa avaliar a adaptação dos agentes a modernização do setor elétrico, principalmente os impactos nos atuais contratos do ambiente de contratação livre.

Do ponto de vista das GENCO's, o PLD horário tende a ser um ótimo ambiente, visto que é possível avaliar o melhor momento para oferta energia elétrica no mercado de curto prazo. No entanto, também está suscetível ao risco da volatilidade do preço.

Atualmente o preço da energia no mercado de curto prazo é definido semanalmente para cada submercado e por patamar de carga. Sendo definido pela ANEEL um PLD mínimo e máximo para cada ano de referência.

3. FORMULAÇÃO DO MODELO

A formulação apresentada a seguir consiste na modelagem matemática para otimização da oferta de energia elétrica a ser comercializada na CCEE. O sistema é submetido a otimização do lucro recebido pela GENCO na oferta de geração no mercado spot, no mercado de contratos ou em ambos os mercados. O estudo de caso teve como análise um horizonte diário sendo subdividido em intervalos horários, tendo em vista a implementação do PLD horário para o ano de 2020.

3.1 MODELO MATEMÁTICO

Segundo Rider (2006):

“A resolução de todo problema de engenharia compreende a implementação de dois processos consecutivos: a modelagem matemática e a técnica de solução escolhida para resolver esse modelo matemático. A modelagem matemática, além de representar adequadamente o problema real, deve permitir sua resolução por meio de técnicas de solução disponíveis. Normalmente, à medida que se implementam melhorias no modelo matemático do problema real, a técnica de solução se torna mais complexa. Assim, deve existir um compromisso entre a modelagem matemática adotada e a técnica de solução escolhida para que se possam utilizar recursos computacionais aceitáveis, isto é, dentro dos limites do computador.”

A resolução de problemas de otimização teve muitos avanços nas últimas décadas devido ao progresso tecnológico. Permitindo que ferramentas computacionais mais robustas sejam processadas e os resultados devidamente estudados. O problema de otimização em estudo teve como auxílio a ferramenta computacional *General Algebraic Modeling System (GAMS)*.

A função objetivo do sistema é maximizar a receita operacional líquida do agente gerador. Sendo imposto a ele penalidades na ocorrência do descumprimento das metas de geração diária e a exposição aos riscos inerentes do sistema. Sendo a gestão do risco modelada pela *conditional value at risk (CVaR)*.

$$\text{Maximizar } Z = \text{Profit} + \beta * \text{CVaR} \quad (7)$$

A maximização da função objetivo descrita em (7) está associada ao rendimento líquido verificado pela GENCO ao término da simulação para um horizonte diário, considerando uma variação horária do PLD aplicado ao mercado de curto prazo.

$$Profit = \sum_{c=1}^{N_c} \sum_{b=1}^{N_b} \lambda_{cb} G_{icb} L_c + \sum_{s=1}^{N_s} \left[\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{t=1}^{N_t} (\lambda_{ts} G_{its} L_{ts} - C_{its} - P g_{is}) \right] \alpha \quad (8)$$

O rendimento líquido está explicitado em (8) e é composto pela soma da receita obtida no mercado de contratos e de pool. O primeiro termo da equação (8) se refere ao ganho obtido no mercado de contratos, em que relaciona o preço da energia elétrica (R\$/MWh) (λ_{cb}), a potência gerada em cada hora (G_{icb}) e a duração do tempo do contrato (L_c).

Os contratos disponíveis são informações de entrada para o modelo proposto, de forma que a GENCO aloque sua geração da melhor forma possível. A definição dos contratos e respectivos preços não dependem da realização de nenhum cenário e não estão sujeitas a probabilidade de ocorrência (α), visto que é previamente definido pela companhia quais contratos serão adotados, sendo ele aplicável durante todo o horizonte de simulação.

Na formulação do lucro também estão inclusas a receita advinda do mercado de curto prazo, levando em consideração o preço da energia elétrica praticado (λ_{ts}) em determinado período (L_{ts}) e o volume de geração (G_{its}). A esta receita é ponderada uma probabilidade (α), em função dos diversos cenários que podem ocorrer e a volatilidade de preços presenciados em todos os cenários considerados.

Além disso, qualquer exploração econômica está sujeita ao risco. O risco define os níveis de exposição do agente, ou seja, as perdas financeiras que são aceitáveis pela companhia ao realizar determinado investimento. A medida do risco é uma forma de quantificar as possíveis perdas monetárias para um valor de confiança. Para o estudo deste trabalho será adotado um nível de confiança de 95%, no entanto, usualmente também são aplicados 90% ou até mesmo 99%. O perfil do agente e os fatores do mercado elétrico são parâmetros importantes nesta definição. Na operação eletroenergética, por exemplo, os agentes estão expostos ao risco hidrológico. Assim como aos riscos de regulação e eventuais riscos ambientais que podem paralisar a produção energética e afetar o nível de confiança.

O risco é implementado pela metodologia CVaR e está associado ao nível de confiança do agente (ψ). A equação (9) define o cálculo do CVaR.

$$CVaR = \left[\zeta - \frac{1}{1 - \psi} \left(\sum_{s=1}^{Ns} \eta_s \alpha \right) \right] \quad (9)$$

Para um nível de confiança de 95%, significa que em 5% dos cenários possíveis podem ser obtidos os piores prejuízos. Desta forma, o CVaR permite identificar o valor limite que separa os cenários com bons resultados dos cenários de prejuízos. Assim como identifica a média dos cenários pessimistas.

A metodologia CVaR apresenta uma melhor estimativa para a avaliação do risco e é uma técnica mais elaborada do que o *value at risk* (VaR), esta apresenta somente o valor limite entre os cenários de prejuízo e lucros, todavia não avalia o quão grande será o prejuízo. Conforme figura 6, observa-se que o CVaR incorpora o VaR, pois além de indicar a perda média ele demonstra a distribuição da cauda com a respectiva região a ser evitada pela GENCO. As curvas A e B retratam diferentes cenários de receita operacional da companhia, as áreas hachuradas representam os prejuízos a serem evitados. Outra vantagem da utilização do CVaR é que ele permite resolver o problema de maximização utilizando restrições lineares.

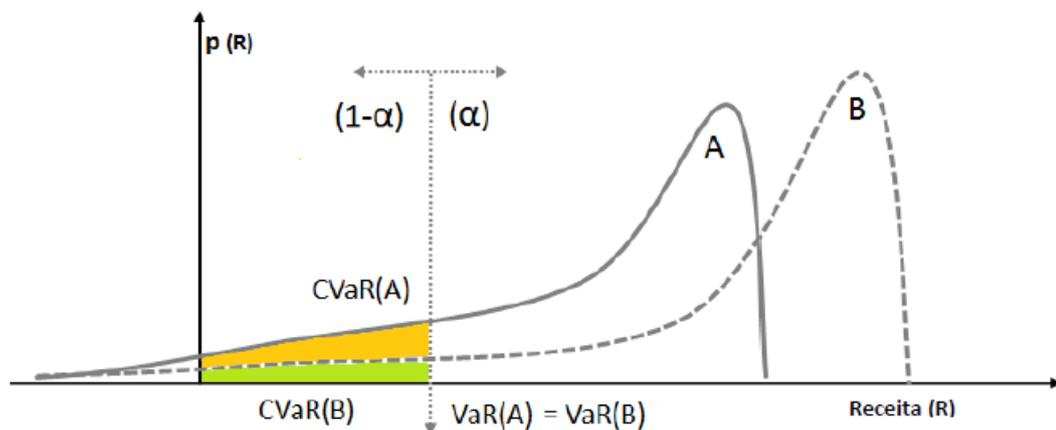


Figura 6 – Metodologia do risco.

Fonte: CCEE (2018).

$$\eta_s \geq \zeta - \sum_{c=1}^{N_c} \sum_{b=1}^{N_b} \lambda_{cb} E g_{icb} - \sum_{s=1}^{N_s} \left[\sum_{i=1}^{N_i} \sum_{t=1}^{N_t} (\lambda_{ts} G_{its} L_{ts} - C_{its} - P g_{is}) \right] \alpha \quad \forall s \quad (10)$$

$$\eta_s \geq 0 \quad \forall s \quad (11)$$

As inequações (10) e (11) são restrições utilizadas na quantificação do CVaR. Ela relaciona o VaR (ζ) que representa a fronteira entre os cenários de perdas e lucros, com a receita operacional, custos de produção e eventuais penalidades. Juntamente com a equação (9) são definidos os cenários a serem evitados pela companhia.

Sobre o CVaR é aplicado o fator de aversão ao risco (β) que define o perfil do agente gerador a ser simulado. Para um agente com perfil mais propenso ao risco é aplicado um β nulo. Nesta situação a GENCO oferta grande parte ou até mesmo a totalidade da sua produção no mercado spot. Para um agente com perfil mais conservador é aplicado um fator de aversão ao risco maior que zero.

Na formulação do modelo também são considerados os custos operacionais. As usinas hidrelétricas possuem, geralmente, um custo operacional contínuo ao longo do tempo. Ao contrário das usinas térmicas em que sofrem influências da variação do preço da fonte primária (carvão e óleo diesel). O custo aumenta à medida que o despacho elétrico é incrementado, conforme as equações (12) e (13).

$$C_{its} = Cost * Gp_{its} \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (12)$$

$$Gp_{its} = G_{its} + \sum_c^{N_c} \sum_b^{N_b} G_{icb} \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (13)$$

De acordo com a regulamentação do ONS, os agentes estão sujeitos as seguintes penalidades: advertência e multa. Segundo o ONS, a multa é aplicável quando o agente não atende as terminações operativas de tempo real, executa procedimentos operativos sem a necessária autorização, além de descumprir as normas vigentes nos Procedimentos de Rede. A implementação da penalidade ($P g_{is}$) ocorre por meio da medição do desvio de geração (V_{is}) de cada unidade geradora, conforme pode ser observado nas equações 14 a 19. O desvio de geração é calculado em função da energia ofertada no dia ($E_{dayav_{is}}$) e da programação de oferta previamente definida no dia anterior ($G_{day_{is}}$).

$$Edayav_{is} = \sum_t^{N_t} Eg_{its} + \sum_c^{N_c} \sum_b^{N_b} Eg_{icb} \quad \forall i, \forall s \quad (14)$$

$$Eg_{its} = G_{its} \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (15)$$

$$Eg_{icb} = G_{icb} * L_c \quad \forall i, \forall c, \forall b \quad (16)$$

$$V_{is} \geq Edayav_{is} - Gday_{is} \quad \forall i, \forall s \quad (17)$$

$$V_{is} \geq 0 \quad \forall i, \forall s \quad (18)$$

$$Pg_{is} = \mu * V_{is}^2 \quad \forall i, \forall s \quad (19)$$

Além do tratamento estatístico que o modelo necessita, é necessário avaliar as restrições operativas das unidades geradoras. As inequações (20) relaciona a potência total ofertada com a potência mínima e máxima permitida pelo gerador síncrono. A restrição (21) representa a energia a ser vendida sob a forma de contratos. A inequação (22) reforça a oferta não negativa de energia no mercado spot. Foram inseridas restrições não-antecipativas representadas pelas inequações (23) e (24), elas garantem uma curva crescente de oferta, ou seja, a GENCO pode ofertar uma quantidade igual ou superior de energia elétrica à medida que os preços sobem, mas nunca uma quantidade inferior de energia.

Por fim, as inequações (25), (26), (27) e (28) especificam as rampas de subida e descida permitidas pelas unidades geradoras, ou seja, o incremento ou decréscimo de geração permitido a cada intervalo horário.

$$Pgmin_i \leq Gp_{its} \leq Pgmax_i \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (20)$$

$$0 \leq G_{icb} \leq Pmax_{c_b} \quad \forall i, \forall c, \forall b \quad (21)$$

$$G_{its} \geq 0 \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (22)$$

$$G_{its} < G_{it(s+1)} \quad \forall i, \forall t, \forall s, s + 1: [\lambda_{ts} < \lambda_{t(s+1)}] \quad (23)$$

$$G_{its} = G_{it(s+1)} \quad \forall i, \forall t, \forall s, s + 1: [\lambda_{ts} = \lambda_{t(s+1)}] \quad (24)$$

$$Gp_{its} - Pini_i \leq Rup_i \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (25)$$

$$Gp_{its} - Gp_{i(t-1)s} \leq Rup_i \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (26)$$

$$Pini_i - Gp_{its} \leq Rdown_i \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (27)$$

$$Gp_{i(t-1)s} - Gp_{its} \leq Rdown_i \quad \forall i, \forall t, \forall s \quad (28)$$

A quantidade de energia gerada depende de muitas características técnicas, entre elas é a altura da tomada d'água pelo equipamento de geração, ou seja, a altura entre o ponto onde ocorre a captação de água até a entrada no conduto forçado na turbina. Quanto maior a altura líquida maior será a transferência de energia.

O nível do reservatório pode influenciar a altura da queda d'água. E o nível é influenciado pela taxa de depleção e taxa de reposição do reservatório. A taxa de depleção é em função principalmente da água utilizada pelas unidades geradoras, pela água vertida e em menor caso pela evaporação de água do reservatório. A taxa de reposição advém de taxas de depleção de usinas a montante e pelo fenômeno de precipitação.

Martins e Soares (2016) analisou a operação eletroenergética de usinas hidrelétricas a fio d'água e com reservatório do sistema elétrico brasileiro.

Segundo Martins e Soares (2016):

“O tempo de resolução em modelos de curto prazo é consideravelmente menor em comparação com os modelos de médio e longo prazo, além disso as variações são muito menores em volume de água armazenada e, conseqüentemente, em níveis de elevação de reservatório. Isto é mais evidente em reservatórios maiores e menor horizonte temporal e resolução considerada [...]

Mostramos que a grande maioria dessas usinas não exige a representação de equações de continuidade de água em seus modelos de escalonamento de curto prazo, dada a sensibilidade insignificante do armazenamento do reservatório e os níveis de elevação do reservatório em horizontes de um dia.”

Foram estudadas 88 usinas, destas 66 apresentaram variações de elevação do reservatório inferior a 1% do seu nível de referência, que pode ser considerado insignificante do ponto de vista de produtividade de geração de energia. Um total de 16 apresentaram variações abaixo de 5% e as demais abaixo de 12%.

Ou seja, em modelos de curto prazo, em que a discretização do tempo é realizada de forma horária, não há necessidade de representar equações de continuidade da água das usinas hidrelétricas. Portanto, o escopo desta monografia considerou que a dinâmica do reservatório na operação de curto prazo não afeta a geração de energia elétrica das UHE's Jurumirim, Capivara e Chavantes.

3.2 FERRAMENTA COMPUTACIONAL GAMS

Neste trabalho foi utilizada uma abordagem não linear devido a implementação de penalidades à GENCO e a incorporação do risco ao modelo. Para realizar os testes de simulações e observações do despacho elétrico nos mercados analisados, foi utilizada a ferramenta computacional *General Algebraic Modelling System – GAMS/CPLEX* (© 2008, *GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA*).

O GAMS é um software comercial que permite a resolução de problemas de forma otimizada. Ele é utilizado na resolução de problemas lineares (*Linear Programming - LP*), não linear (*Non Linear Programming – NLP*) e inteiro misto (*Mixed Integer Programming - MIP*). Por meio de uma função objetivo matematicamente definida, o software realiza a otimização de modo a maximizá-la ou minimizá-la.

Para utilização do programa computacional, é necessário que o usuário informe os dados de entrada: parâmetros, variáveis contínuas e discretas. Assim como as equações e inequações que definem o problema tratado e a abordagem da função objetivo: linear ou não linear. O GAMS permite realizar a exportação dos dados de modo a tratá-los no Microsoft Excel ou no MATLAB. Além disso, o programa pode ser executado em computadores comerciais com características técnicas regulares.

Desta forma, o programa fornece subsídios para a resolução da oferta estratégica de energia elétrica nos mercados spot e de contratos. Portanto, o GAMS foi adotado como ferramenta padrão para execução dos testes explanados nas seções subsequentes.

4. TESTES E RESULTADOS

O principal objetivo desta seção é verificar o comportamento do modelo submetido a diferentes cenários, permitindo análises da otimização do sistema frente a maximização do lucro percebido pela GENCO. As análises tiveram como princípio o ponto de vista técnico econômico, de modo que, na medida do possível, estes cenários possam ser adotados na prática.

Em um primeiro momento é realizada uma análise técnica do modelo proposto, de modo a avaliar se o despacho elétrico atende aos limites operacionais das unidades geradores. Também será examinado o comportamento da geração num horizonte diário sendo discretizado em períodos horários. Posteriormente analisa-se o lucro obtido pela GENCO, conforme a planejamento diário da operação. Tomada de decisões serão analisadas, pois podem implicar na ocorrência de desvios de geração com o devido pagamento de penalidades. Por fim, é averiguado o impacto da *conditional value at risk* e a sua relação com o fator de aversão ao risco no lucro percebido pelo agente. Outras análises serão explicitadas no trabalho quando houver necessidade.

O caso de estudo é composto por usinas hidroelétricas da bacia do rio Paranapanema, entre as usinas que compõem a monografia estão as UHE's de Capivara, Chavantes e Jurumirim que pertencem ao grupo CTG Brasil.

4.1 DADOS DE ENTRADA

A bacia do Paranapanema é composta por 11 usinas hidroelétricas construídas e em operação. Das 11 usinas em funcionamento, quatro delas possuem reservatório para armazenamento de água, e as demais são usinas fio d'água. As usinas fio d'água possuem reservatório com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou ainda que utilize diretamente a vazão afluente do aproveitamento (ANEEL, 2011).

Na bacia analisada, está em construção a usina Tibagi Montante e possui previsão para construção da usina Santa Branca, ambas não possuem reservatório para prover regularização mensal.

Com relação as usinas objeto do presente estudo, pode-se citar a usina de cabeceira Jurumirim, seguida pela usina de Chavantes e pela usina de Capivara a jusante.



Figura 7 – Usinas da bacia do Paranapanema.

Fonte: ONS (2019).

A UHE Capivara é o empreendimento de maior potência instalada da bacia do Paranapanema permitindo uma geração de 619 MW por meio de 4 geradores acoplados a turbinas do modelo Francis. O reservatório possui uma área total de 609,73 km². A conclusão da obra é datada de 1979.

A usina está localizada entre os municípios de Taciba (SP) e Porecatu (PR) e, atualmente, está passando por um processo de modernização das unidades geradoras com a melhoria da automatização do sistema e treinamento aos colaboradores. A obra permitirá a ampliação da capacidade instalada em 24 MW, passando a ter 643 MW.



Figura 8 – Usina Hidrelétrica Capivara.

Fonte: CTG Brasil (2007).

A UHE Chavantes está localizada entre os municípios de Ribeirão Claro (PR) e Chavantes (SP). Possui uma potência instalada de 414 MW por meio de 4 geradores acoplados a turbinas do tipo Francis. Esta usina é um dos mais importantes aproveitamentos do rio Paranapanema. O reservatório abrange uma área de 428,34 km² permitindo um armazenamento de 9,4 bilhões de m³ de água.



Figura 9 – Usina Hidrelétrica Chavantes.

Fonte: CTG Brasil (2008).

A UHE Jurumirim está localizada entre os municípios de Piraju (SP) e Cerqueira César (SP), ela foi concluída em 1962 e possui um reservatório de 470,9 km². Com dois grupos geradores instalados atende uma potência instalada de 100,9 MW. Devido a pequena queda líquida, de apenas 36 metros, foram adotadas turbinas Kaplan para o projeto do empreendimento.

Juntas as três usinas somam uma potência instalada de aproximadamente 1.133 MW. Este valor se refere a potência outorgada pelo MME. No entanto, devido as usinas hidrelétricas estarem sujeitas a períodos de seca em que as vazões dos rios afetam diretamente a geração, é definido o termo de energia assegurada.

A energia assegurada representa a máxima produção de energia que pode ser mantida pela usina quase que continuamente ao longo dos anos, simulando uma sequência crítica de vazões que podem implicar no não atendimento da carga. Pela regulamentação vigente, esse risco é de 5%. No cálculo da energia assegurada não são contabilizados os períodos em que a usina deixa de gerar por motivo de manutenções programadas e/ou paradas de emergência.

Conforme o Banco de Informações de Geração (BIG) disponibilizado pela ANEEL, a energia assegurada das usinas de Capivara, Chavantes e Jurumirim em MW médios são 324,30, 169,10 e 44,70, respectivamente. Observa-se um valor bem inferior ao estabelecido na potência outorgada.



Figura 10 – Usina Hidrelétrica de Jurumirim.

Fonte: CTG Brasil (2008).

Além da potência fornecida pelas unidades geradoras, outras características técnicas foram incorporadas ao modelo, entre elas: potência mínima, rampa de subida, rampa de descida e o custo da geração de energia elétrica (R\$/MWh).

Tabela 1 – Características Técnicas das UHE's

Usina Hidrelétrica	Potência Inicial (MW)	Potência Mínima (MW)	Rampa de Subida (MW/h)	Rampa de Descida (MW/h)
Capivara	50	200	217	217
Chavantes	50	125	207	207
Jurumirim	50	30	50	50

O Programa Diário da Operação (PDO) realizado pelo ONS tem por objetivo definir a programação de geração diária para o dia em estudo e tem a premissa de otimizar a operação do SIN com a maior segurança operacional possível.

Para a elaboração do relatório, os agentes de geração devem fornecer: cronograma atualizado de manutenção dos equipamentos de geração, restrições operativas, valores mínimos e máximos por de geração por usina, programação de geração em intervalos de trinta minutos. Além disso, o agente gerador deve elaborar a proposta de programação de geração das usinas sob sua responsabilidade.

Por meio dessas informações e simulações computacionais, o ONS determina e valida o PDO. Desta forma as GENCO's recebem até as 14h do dia anterior toda a execução da programação de geração hidráulica em intervalos de 30 minutos para o dia subsequente. Esta informação será também um dos dados de entrada para o modelo em estudo.

4.2 DEFINIÇÃO DOS CASOS

O sistema utilizado para fundamentar a análise e descrição do modelo é composto por três usinas hidrelétricas sendo as UHE's Jurumirim, Chavantes e Capivara, todas elas localizadas na bacia Paranapanema. Dados de parâmetros descrevem a faixa operativa (capacidade mínima e máxima de cada unidade geradora), limite de rampa de subida e de descida de cada gerador, potência mínima a ser suprida conforme contrato, estimativa de preços no mercado spot e de contratos, fator de sensibilidade e fator de aversão ao risco. As informações acima serão as mesmas em todos os casos, salvo quando dito o contrário.

Com o modelo computacional formulado e os dados das usinas hidrelétricas foram realizados estudos considerando diversos cenários operativos e alterações paramétricas, principalmente com a inclusão do risco associado ao processo. A ideia neste capítulo é avaliar a resposta do modelo com base na otimização.

Inicialmente, adotou-se uma programação diária de acordo com o estipulado pelo ONS. Tendo como referência o mês de maio do ano de 2019. Para esta programação diária, estimou-

se o despacho energético para um mercado combinado de pool e contratos, vide preços e demais condições de fornecimento nas tabelas 2 e 3:

Tabela 2 – Programação de Geração Diária.

UHE	Programado (MWh)
Capivara	4.080
Chavantes	1.248
Jurumirim	624

Fonte: Boletim Diário da Operação ONS com adaptações.

Tabela 3 – Contratos do Mercado Regulado.

Tipo de Contrato	P_{bc}^{max} (MW)	λ_{bc} (R\$/MWh)
A	140	121,29
	105	121,25
	105	121,08
B	100	121,22
	75	121,11
	75	121,01
C	140	121,93
	105	121,46
	105	121,13

A partir destas informações, foram estudados os seguintes casos:

Caso base: Caso com a programação de geração diária fixado e variação do fator de aversão ao risco. Os preços dos contratos serão similares aos preços do mercado de curto prazo de forma que ocorra alocação de geração em ambos os mercados.

Caso 1: Caso com a programação de geração diária fixado e variação do fator de aversão ao risco. Os preços de contratos serão baixos se comparados com os possíveis preços do mercado spot, de forma que a disponibilidade de geração ocorra somente no mercado spot.

Caso 2: Caso com a programação de geração diária fixado e variação do fator de aversão ao risco. Os preços de contratos serão altos se comparados com os possíveis preços do mercado spot, de forma que a disponibilidade de geração ocorra somente no mercado de contratos.

Caso 3: Caso com o fator de aversão ao risco nulo e variação positiva em porcentagens de 10% da programação de energia disponibilizada.

Caso 4: Tendo em vista os diversos tipos de riscos inerentes a operação energética, neste caso buscou-se analisar a variação do fator de aversão ao risco para diferentes programações de energia disponibilizada.

Caso 5: O desvio de geração ocasionado por uma tomada de decisão pela GENCO pode implicar em uma multa imposta ao agente. Neste caso analisou-se a oscilação do fator de sensibilidade imposto a penalidade pelo desvio de geração diária.

Tabela 4 – Preço de Geração por Cenário Por Hora.

		Cenários									
		s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7	s8	s9	s10
Períodos Horários	t1	21,125	3,844	0,705	95,823	151,36	168,281	111,011	0,184	132,631	147,075
	t2	21,108	93,407	72,231	15,712	90,648	97,561	1,007	108,18	30,597	45,588
	t3	20,963	13,354	171,985	25,623	20,329	67,542	31,005	38,152	9,18	21,675
	t4	80,89	102,885	11,93	35,618	70,281	37,542	20,998	18,107	28,374	37,326
	t5	100,983	32,089	41,93	15,692	100,442	17,566	11,001	98,087	38,374	66,647
	t6	31,081	141,324	61,93	95,687	150,858	91,694	90,978	58,071	99,951	97,282
	t7	71,441	8,46	92,076	85,712	52,075	53,495	50,977	37,993	33,046	30,124
	t8	52,027	27,914	22,213	15,934	12,986	14,527	31,055	27,795	23,153	80,44
	t9	92,303	81,523	53,994	66,89	63,866	35,933	61,803	97,842	93,514	16,069
	t10	12,317	63,374	104,908	77,012	73,997	67,516	82,054	38,011	43,52	26,987
	t11	52,355	93,864	175,316	127,112	84,608	97,687	112,137	68,035	13,708	7,295
	t12	102,384	124,892	5,366	97,211	24,979	7,699	2,187	68,07	3,9	97,421
	t13	122,334	55,159	175,405	26,912	94,745	17,678	91,219	18,069	33,744	47,446
	t14	122,386	45,182	5,443	56,612	24,876	27,774	32,184	68,049	73,74	37,468
	t15	12,411	15,205	15,481	96,689	45,156	87,842	62,223	88,048	33,922	87,488
	t16	2,407	45,229	95,511	66,512	5,205	67,882	72,272	98,049	83,922	7,501
	t17	82,403	95,571	85,557	17,611	15,23	87,912	22,298	18,065	93,923	27,531
	t18	32,324	26,051	25,799	97,711	105,132	47,764	2,265	8,076	33,923	17,645
	t19	62,371	17,187	6,445	17,423	155,248	28,082	112,175	108,094	133,832	88,267
	t20	102,351	107,219	176,256	27,543	5,387	8,172	82,505	18,156	4,087	108,048
	t21	12,304	37,014	6,076	97,623	155,157	177,9	74,358	98,216	133,999	47,704
	t22	92,286	66,907	35,941	66,511	94,721	7,685	3,915	38,268	33,871	57,638
	t23	82,234	16,427	15,388	35,812	34,353	17,271	13,87	48,253	3,67	7,505
	t24	2,205	45,916	74,45	15,915	13,841	74,852	3,931	18,222	133,488	146,967

4.3 CASO BASE

O caso base trata da análise da oferta estratégica da GENCO em ambos os mercados: spot e contratos. Os preços praticados no mercado de contratos são concorrentes aos valores do mercado spot.

Do ponto de vista prático, os preços simulados no mercado de contratos são semelhantes aos verificados em casos reais. Com relação aos preços do mercado spot, eles foram escolhidos com base no histórico de preços divulgados pela CCEE com a inserção de certo nível de ruído, de modo a analisar o caso em estudo. Todavia, o modelo foi formulado de forma a atender a todos os cenários possíveis, o que pode incluir, portanto, o caso mencionado.

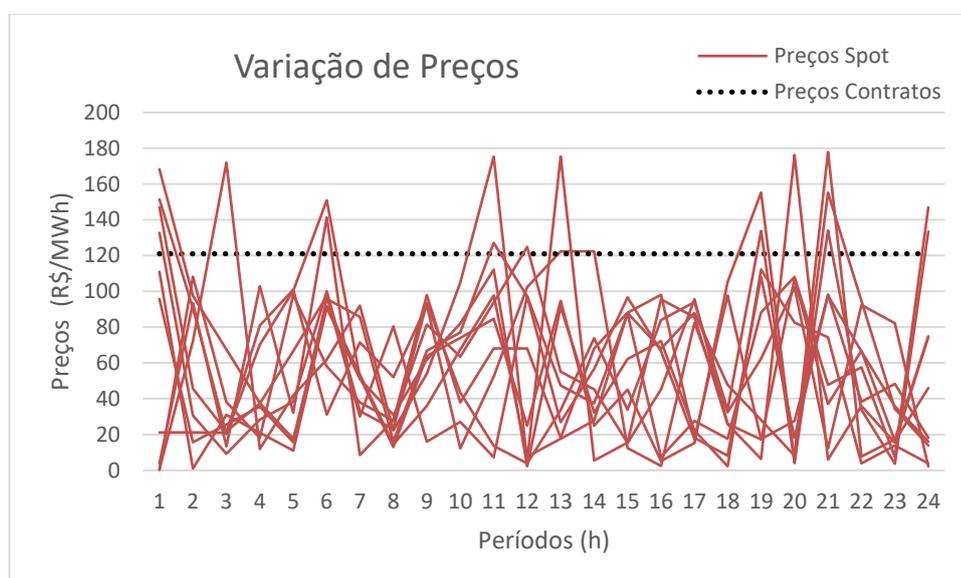


Figura 11 – Variação dos preços com oferta em ambos os mercados.

No estudo foi considerado que o contrato é mantido vigente durante todo o período de simulação e possui modulação com distribuição flat, ou seja, oferta a mesma quantidade de energia durante todo o horizonte de simulação.

Segundo Lina e Conejo (2010), os contratos são estabelecidos antes do dia alvo, desta forma a contratação pelo agente é feita com base no instante inicial, *here-and-now*. Logo a GENCO prefere alocar a maioria da sua receita sob a forma de contratos, do que correr riscos com a oscilação de preços no mercado spot.

A comercialização de energia elétrica sob a forma de contratos possui um risco quase nulo, estando sujeito apenas a eventuais penalidades por insuficiência de lastro. A insuficiência

ocorre devido a manutenções não programadas das unidades geradoras, desse modo a companhia pode ficar impossibilitada de gerar energia elétrica.

Caso seja definido em edital de leilão, as usinas podem ofertar parte da sua energia no mercado spot. Nesta simulação, o preço do mercado spot se tornou mais vantajoso em alguns momentos, logo a GENCO optou por fornecer uma reserva operativa das unidades geradoras no mercado de curto prazo.

Para um fator de risco nulo, foram obtidas as curvas de geração das UHE's estudadas, elas representam a soma da energia ofertada em contratos com a energia disponibilizada no mercado spot, vide figura 12.

A oscilação dos preços tem grande interferência na potência disponibilizada pela usina de Capivara, é importante destacar, que ela é a usina com maior potência instalada. Portanto, possui uma maior sensibilidade ao PLD horário. A usina de Chavantes possui comportamento similar a usina de Capivara. Por fim, a usina de Jurumirim possui oferta de energia no mercado spot somente nos instantes em que o preço supera o valor praticado nos contratos disponibilizados.

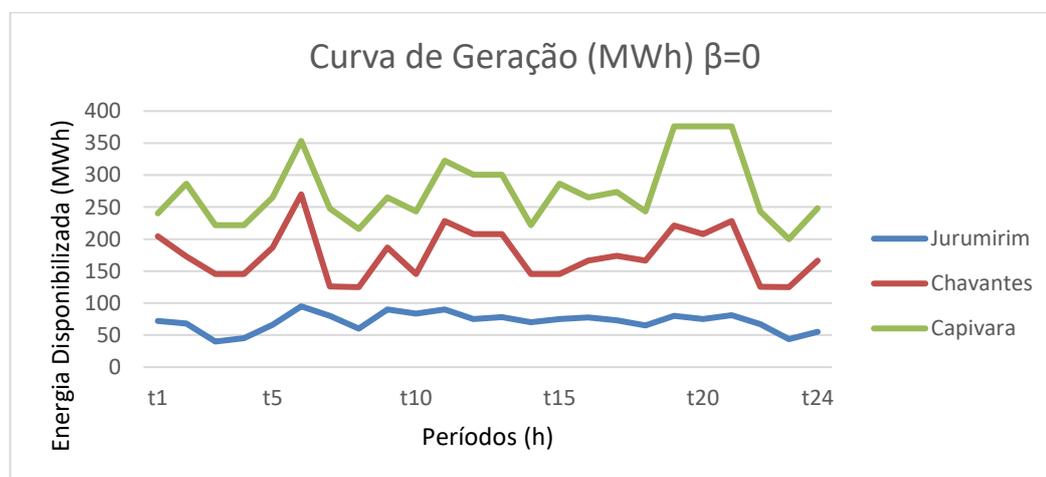


Figura 12 – Caso base - Disponibilidade média de energia $\beta=0$.

Ao elevar o fator de risco para 5, nota-se que o comportamento nos diversos cenários operativos sofre significativa influência, conforme curvas de geração explicitadas na figura 13. Nas usinas com maior potência instalada administradas pela companhia, houve elevado número de rampas de descida e subida para ajustar a otimização da receita líquida. O incremento do fator de risco eleva a oferta disponibilizada sob a forma de contratos em todas as usinas, a usina de Jurumirim oferta toda a sua potência instalada nesta modalidade, deixando de participar do mercado spot, desta forma reduzindo a exposição ao risco do agente.

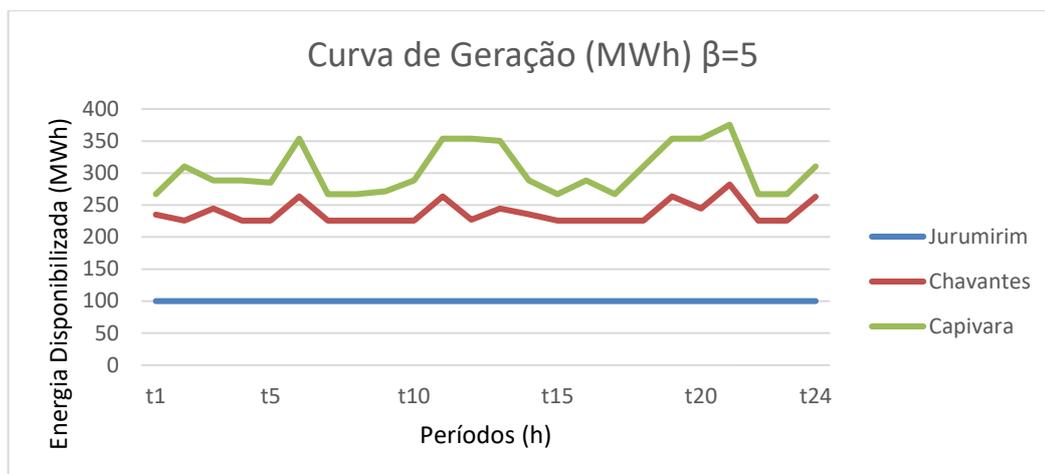


Figura 13 – Caso base - Disponibilidade média de energia $\beta=5$.

De acordo com a oferta de geração no mercado spot, nas horas 11 e 21 para um fator de risco nulo, observa-se uma oscilação do valor da energia elétrica. A depender do cenário, a GENCO pode optar por oferecer energia no mercado spot a um preço inferior ao valor praticado em contratos. Em um primeiro momento, isto pode parecer prejuízo, no entanto quando se analisa o global, percebe-se que o agente está comercializando pouca energia a um preço inferior e um grande montante de energia a um preço muito superior ao praticado no mercado de contratos, compensando as ligeiras perdas obtidas pelo agente no instante anterior.

Tendo como princípio a otimização do lucro do agente gerador, é preferível possuir pequenas gerações de energia elétrica a um baixo preço e uma grande quantidade de energia a um alto valor, do que ofertar a mesma quantidade de energia elétrica a um preço fixo.

Ao implementar o fator de risco, a companhia tem uma agressividade maior na disponibilização de oferta de energia à CCEE sob a forma de contratos. No entanto, o agente continua vulnerável a oscilação de preços do mercado spot. A medida que mais energia elétrica é entregue ao sistema, o mesmo está sujeito a multas pelo desvio de geração em relação ao programado pelo ONS, além da possibilidade de uma exposição negativa do agente no mercado de curto prazo.

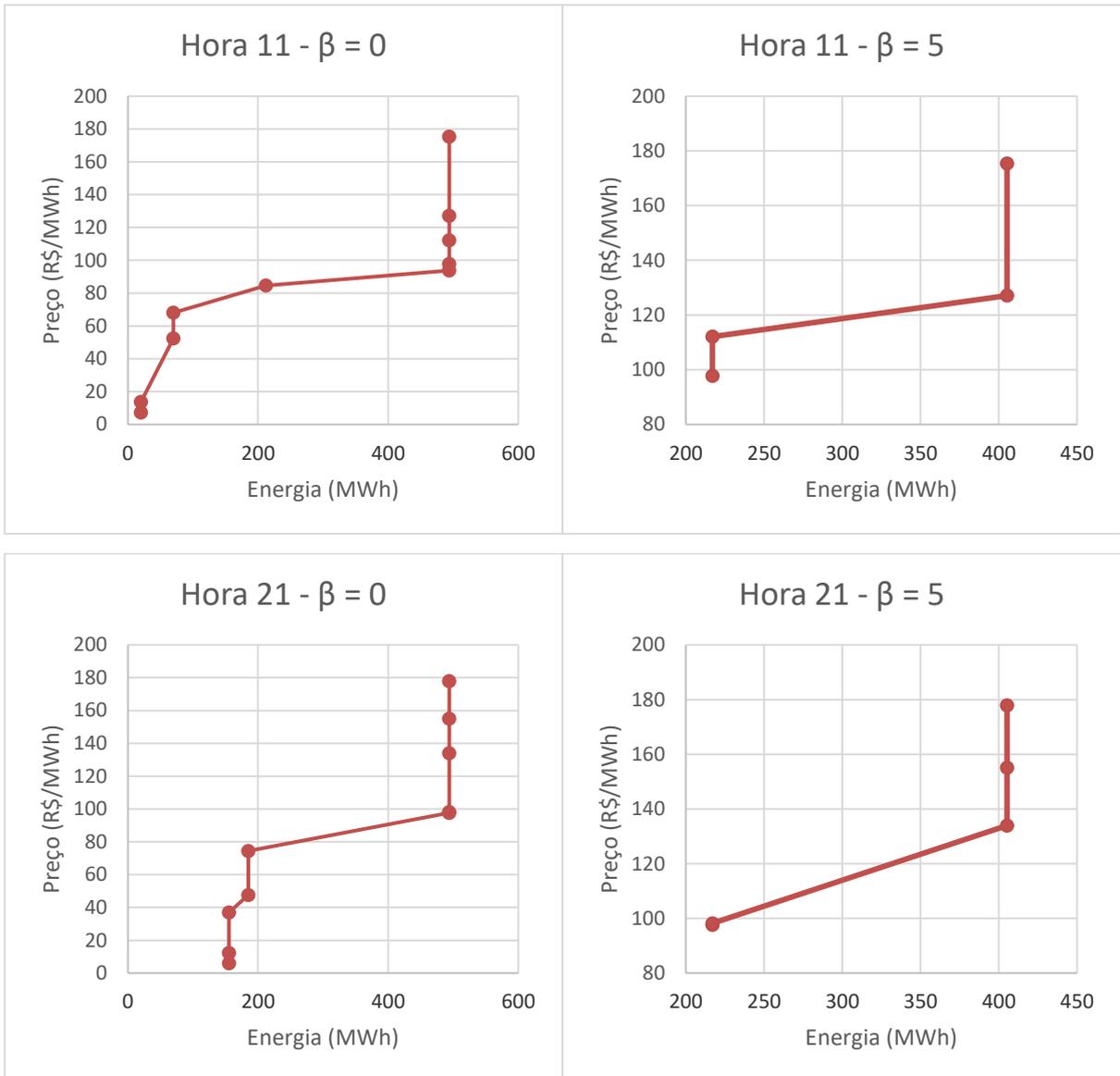


Figura 14 – Caso base - Oferta de geração no mercado spot para horas selecionadas.

O incremento do fator de risco altera a oferta estratégica de energia sob a forma de contratos. Para um fator de risco nulo, a oferta estava em torno de 8.520 MWh, todavia, após a simulação com um fator de risco $\beta=5$, a disponibilidade da companhia passou a ser de 14.225 MWh.

Portanto, a oferta estratégica sob a forma de contratos é significativamente mais elevada após implementar o fator de risco, todas as usinas ofertam energia no contrato C e a usina de Capivara ainda oferta energia no contrato A. No entanto, no modelo analisado, também foi possível perceber uma redução de oferta energética no mercado de spot.

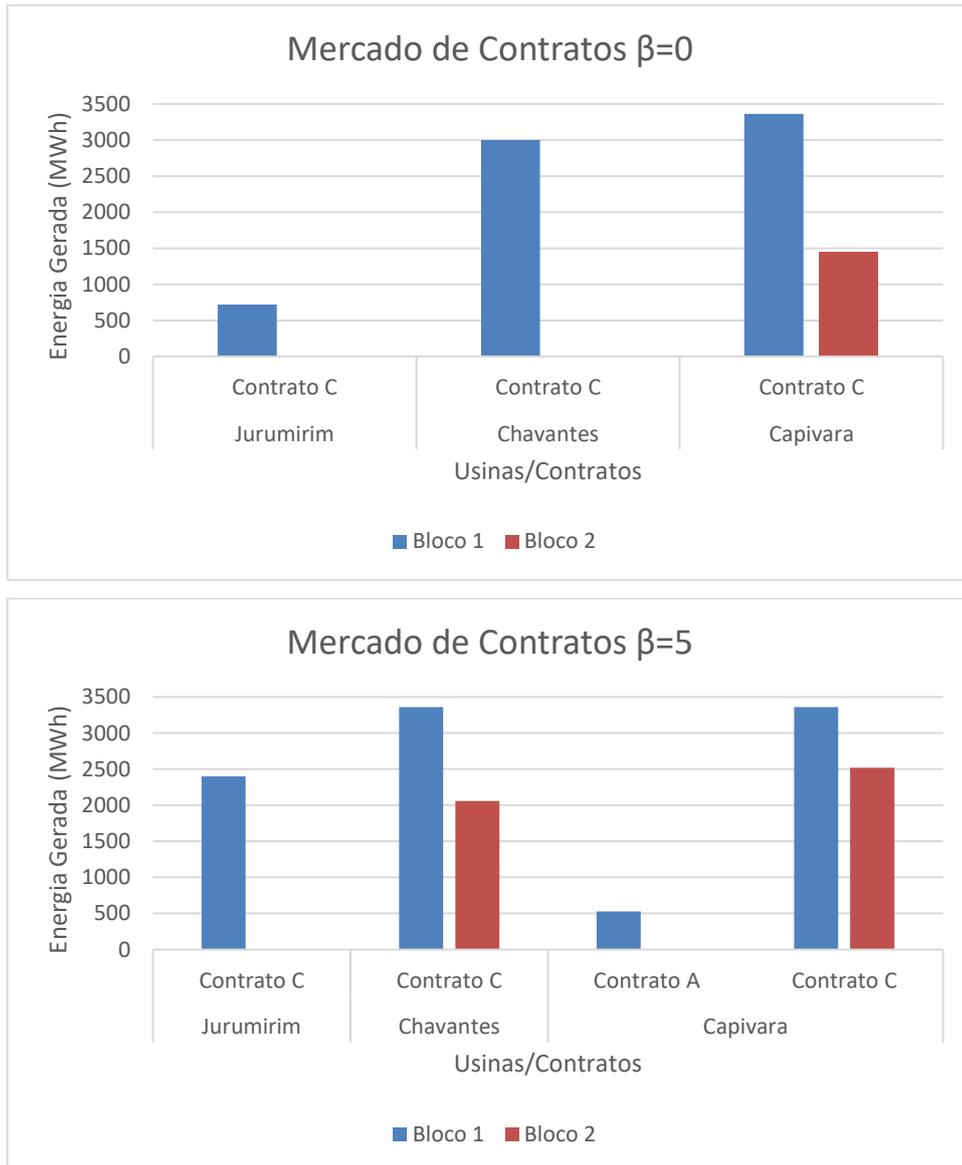


Figura 15 – Caso base - Oferta estratégica no mercado de contratos.

O incremento do fator de aversão ao risco provoca uma alteração no desvio de geração, e como a GENCO está sujeita a penalidades impostas pelos agentes institucionais, a depender do caso, pode ser mais vantajoso para a GENCO elevar a disponibilidade de energia e efetuar o pagamento de multas.

A relação entre desvio de geração e penalidade tem um vínculo direto com a energia diária disponibilizada. Considerando o fator de aversão nulo, à medida que a oferta estratégica aumenta, o desvio de geração tende a cair, isto é necessário, visto que para um alto valor de desvio de geração, a penalidade aumenta em um fator quadrático. Sendo inviável para a companhia manter tal nível de oferta. Para outro valor de fator de aversão ao risco, o

comportamento é similar. No entanto, o desvio de geração é mais elevado, consequentemente a multa aplicada é maior.

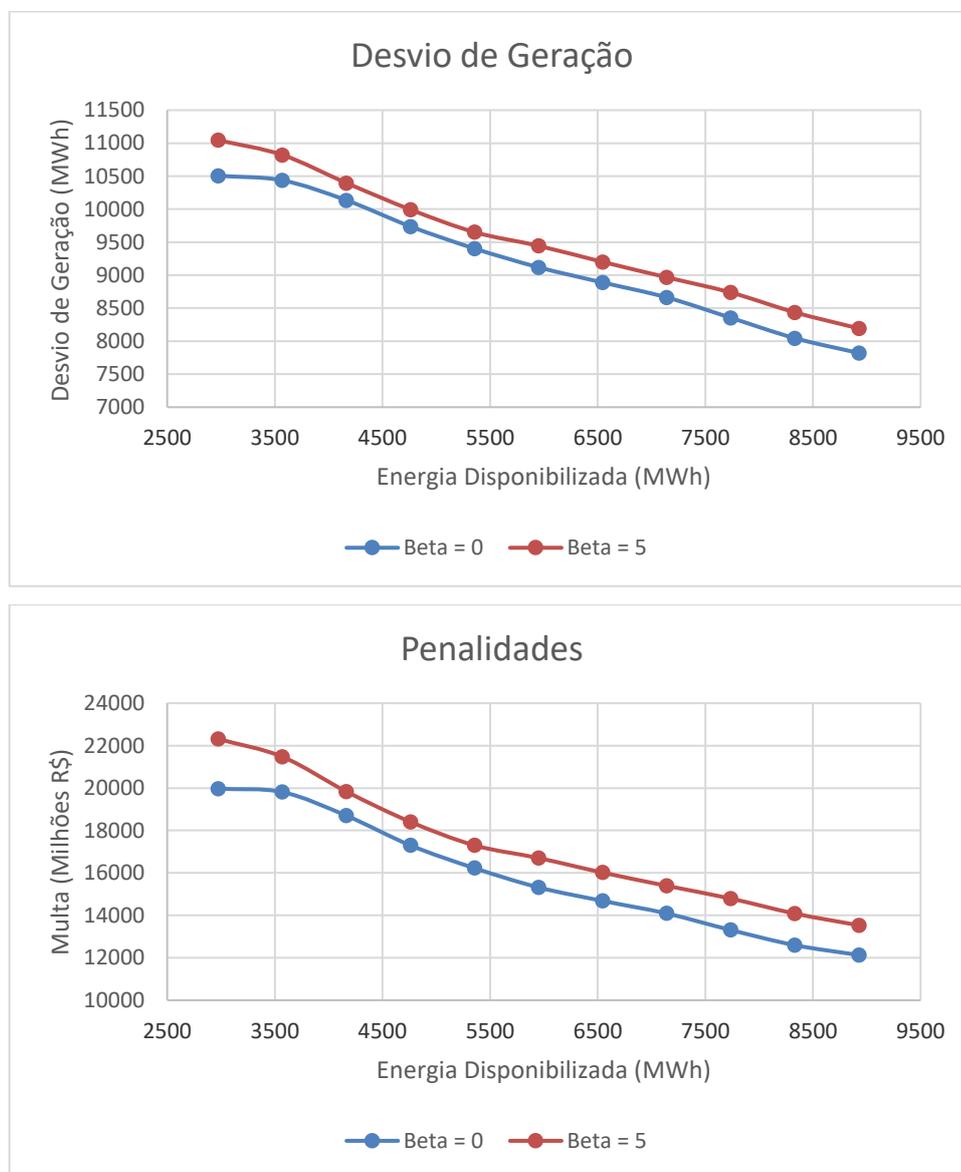


Figura 16 – Relação entre desvio de geração e penalidade.

Do ponto de vista macro do sistema, a implementação do fator de aversão ao risco altera a oferta disponibilizada, alterando a penalidade imposta ao agente, assim como a exposição ao risco do agente. A combinação de tais fatores afeta a receita líquida. No caso em questão, elevar o fator de aversão ao risco diminui o lucro obtido pelo agente.

4.4 CASO 1

Neste caso, a companhia geradora tem disponibilidade de 5.952 MWh. A totalidade da geração foi alocada no mercado spot. Isto é previsível, visto que os preços praticados no mercado spot são superiores em média aos preços dos contratos oferecidos.

Tabela 5 - Contratos do Mercado Regulado Aplicados.

Tipo de Contrato	P_{bc}^{max} (MW)	λ_{bc} (R\$/MWh)
A	140	52,29
	105	52,25
	105	50,80
B	100	52,22
	75	51,71
	75	51,61
C	140	52,93
	105	52,46
	105	52,13

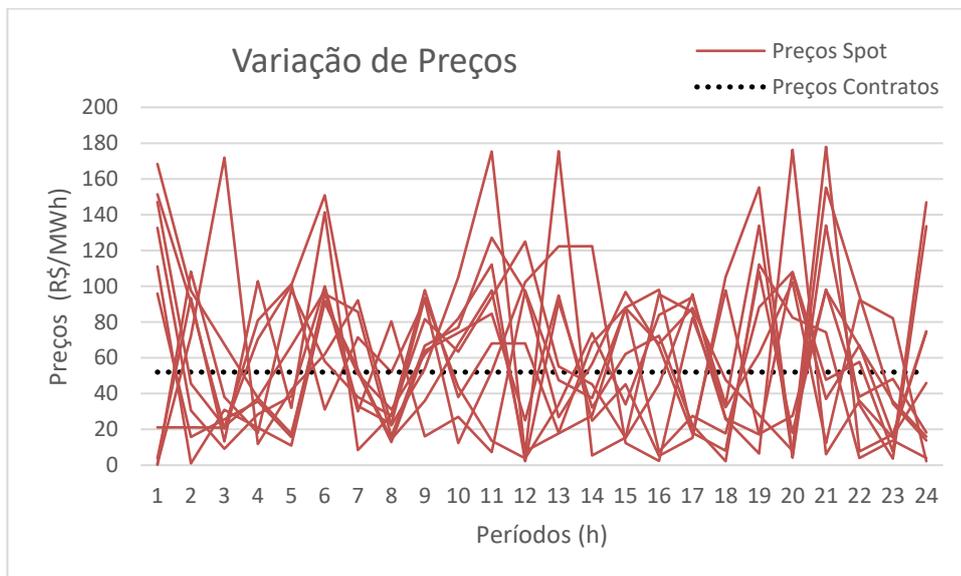


Figura 17 – Variação dos preços com oferta somente no mercado spot.

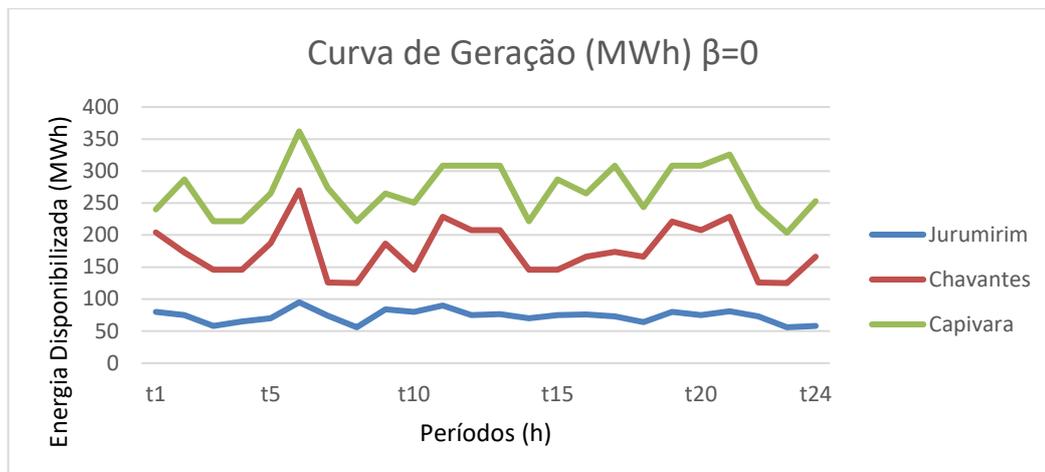


Figura 18 – Caso 1 - Disponibilidade média de energia $\beta=0$.

As curvas de geração das usinas fornecem uma ideia dos melhores instantes para produção de energia elétrica. É possível observar claramente que a geração acompanha o alto valor aplicado ao MWh na hora 06 e 21.

Além disso, a usina de Capivara possui a maior potência instalada e alta sensibilidade a variação dos preços no mercado spot. Comportamento similar pode ser verificado na usina de Chavantes. Em contrapartida, a usina de Jurumirim tem uma oferta constante disponibilizada ao sistema, sendo indiferente a oscilação dos preços.

As mudanças frequentes na potência disponibilizada pela UHE Capivara provocam uma elevada quantidade de rampas de subida e descida das unidades geradoras. Isto pode causar um maior desgaste mecânico das peças, tendo como consequência uma frequência elevada de manutenções corretivas e menor intervalo entre as manutenções preventivas. Um número elevado de manutenções pode aumentar o custo de geração e minimizar o lucro percebido pelo agente.

A implementação do fator de risco altera a oferta disponível de energia pela companhia. Para um $\beta=0$, a energia ofertada no pool é em média de 6.502 MWh, enquanto que para $\beta=5$, é de 3.326 MWh.

Conforme modelo proposto, o agente se torna propenso a ofertar menos energia ao sistema ao aumentar o fator de aversão risco. Todavia, a redução da geração irá refletir na redução da receita líquida. Pois, o fator de risco está ponderando diretamente a gestão do risco, sendo aplicada diretamente ao CVaR, e o CVaR possui uma metodologia pessimista do ponto de vista financeiro. Logo, a função objetivo tende a reduzir a margem de lucro recebida pela GENCO.

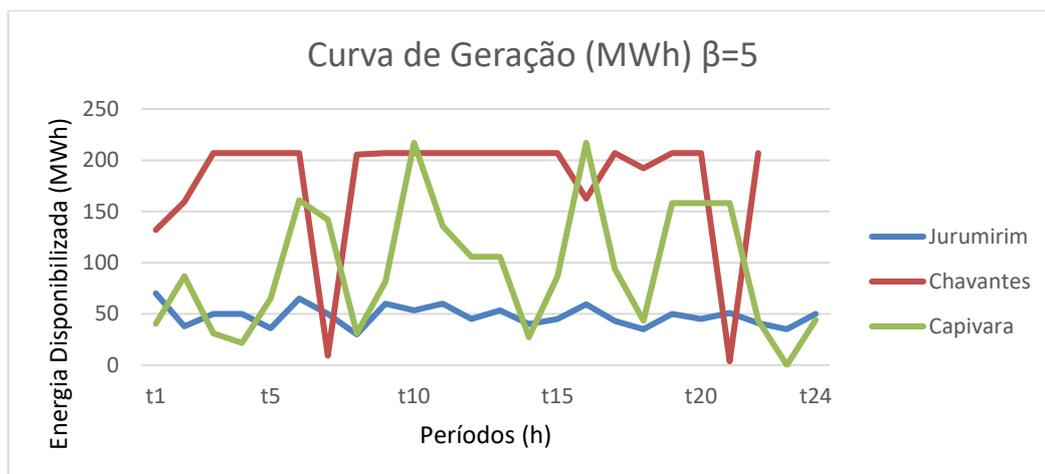


Figura 19 – Caso 1 - Disponibilidade média de energia $\beta=5$.

Outra observação analisada, é que a inserção do fator de risco altera as curvas de geração das UHE's provocando solicitações mecânicas adicionais das unidades geradoras. As usinas de Capivara e Chavantes mantêm uma sensibilidade maior quanto a variação dos preços do mercado spot.

As figuras 20 e 21 mostram algumas das curvas de geração da GENCO submetidas ao operador para cada hora do dia. De forma geral estas curvas são crescentes, ou seja, a GENCO disponibiliza mais energia à medida que o preço aumenta. Este comportamento independe do valor do fator de risco. Além disso, é possível observar a volatilidade dos preços que impactam diretamente no lucro percebido pelo agente.

Para diferentes valores de fator de risco aplicado, foi observada a oferta estratégica da companhia em horas selecionadas, em um primeiro momento, considerou o fator de risco nulo. Na hora 21, a oferta de geração aumenta à medida que ocorre uma valorização do MWh, portanto se torna mais vantajoso para a companhia geradora ofertar a maior quantidade de energia possível. Na hora 01, a disponibilidade da GENCO é inferior, devido ao baixo preço praticado pelo MWh.

Em níveis intermediários, constata-se as horas 11 e 19, sendo valoradas a um PLD médio de 83,21 R\$/MWh e 79,91 R\$/MWh, e apresentam uma oferta média de 272 MWh e 304 MWh, respectivamente.

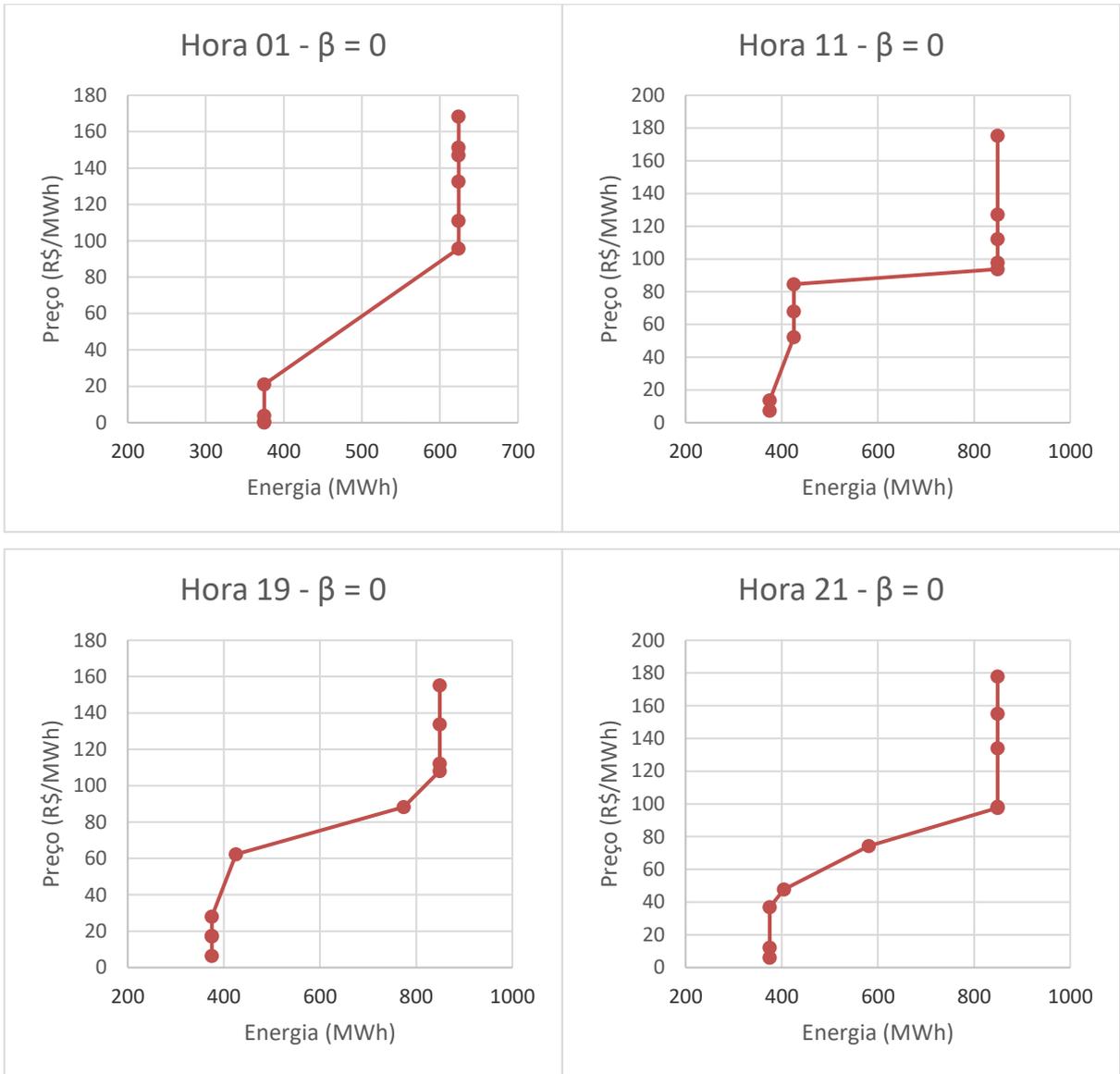


Figura 20 – Caso 1 - Oferta de geração no mercado spot $\beta=0$.

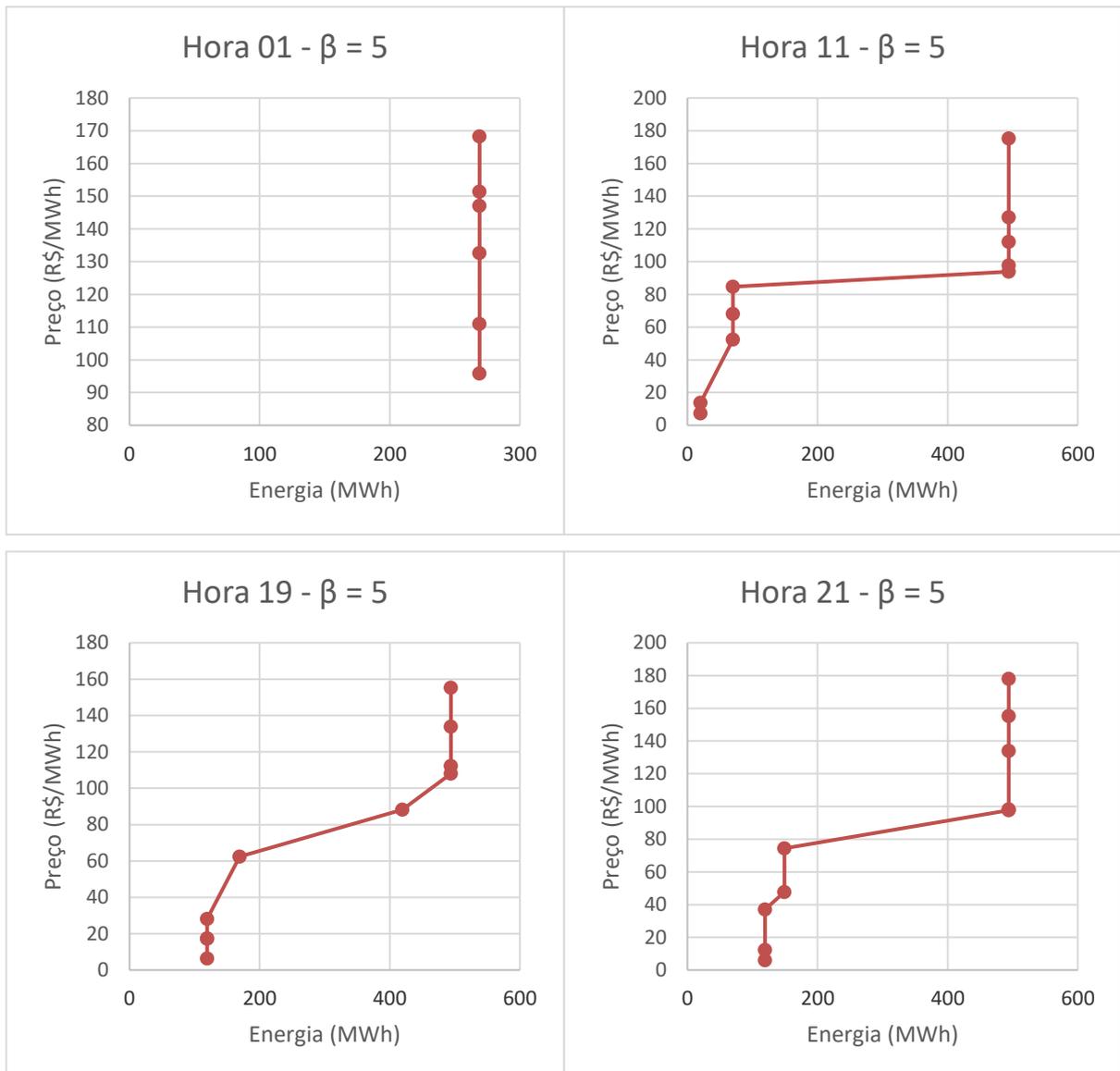


Figura 21 – Caso 1 - Oferta de geração no mercado spot $\beta=5$.

Portanto, ao analisar as curvas de oferta é possível perceber que a implementação do fator de aversão ao risco diminuiu significativamente a oferta estratégica da companhia no mercado spot. Desta forma, é reduzido a exposição do agente a volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

4.5 CASO 2

A comercialização de energia sob a forma de contratos é uma forma de garantir uma receita constante a companhia sem correr risco devido à incerteza dos preços do mercado spot. A assinatura de um contrato por um produtor de energia elétrica implica a venda de determinada quantidade de energia por um determinado período a um valor fixo em R\$/MWh. O preço do

MWh pode diminuir a medida que uma maior quantidade de energia é comercializada para um mesmo tipo de contrato.

Os contratos são estabelecidos antes da simulação do modelo computacional. Foram disponibilizados três tipos de contratos: A, B e C. Para cada tipo de contrato existe uma quantidade de blocos de energia passíveis de comercialização. Na medida em que mais blocos de um mesmo contrato são comercializados, o preço do MWh decresce. Cada bloco possui uma potência máxima.

A duração dos contratos pode ser variável com períodos de sazonalização e modulação. Com a implementação do PLD horário pode ser analisado a possibilidade dos contratos terem um intervalo de atuação horário.

Os valores dos contratos foram ajustados, para que a companhia geradora ofereça a totalidade da geração no mercado de contratos, vide tabela 7.

Tabela 6 – Mercado de Contratos.

Tipo de Contrato	P_{bc}^{max} (MW)	λ_{bc} (R\$/MWh)
A	140	180,29
	105	180,25
	105	180,08
B	100	180,22
	75	180,11
	75	180,01
C	140	180,93
	105	180,46
	105	180,13

A manipulação dos preços teve como objetivo verificar o comportamento do agente frente a variação do fator de risco aplicado ao problema. Para um fator de risco nulo, e considerando que os preços do MWh são superiores ao mercado spot. É evidente que a companhia não irá ficar vulnerável a oscilação do PLD.

Para um fator de risco nulo, a GENCO preferiu alocar a geração de todas as UHE's no contrato C, tendo em vista que é o maior valor praticado do MWh. Todas as UHE's tiveram despacho energético no bloco 1, com exceção da usina hidroelétrica Capivara, em que também foi alocada geração no bloco 2.

Ao implementar o fator de risco, há significativo aumento de oferta de energia elétrica ao sistema. Nota-se que em todas as usinas ocorreu elevação de disponibilidade, além disso o

contrato C continua aprestando mais vantagens financeiras a companhia, com a inclusão da comercialização do contrato C bloco 2 na usina de Chavantes.

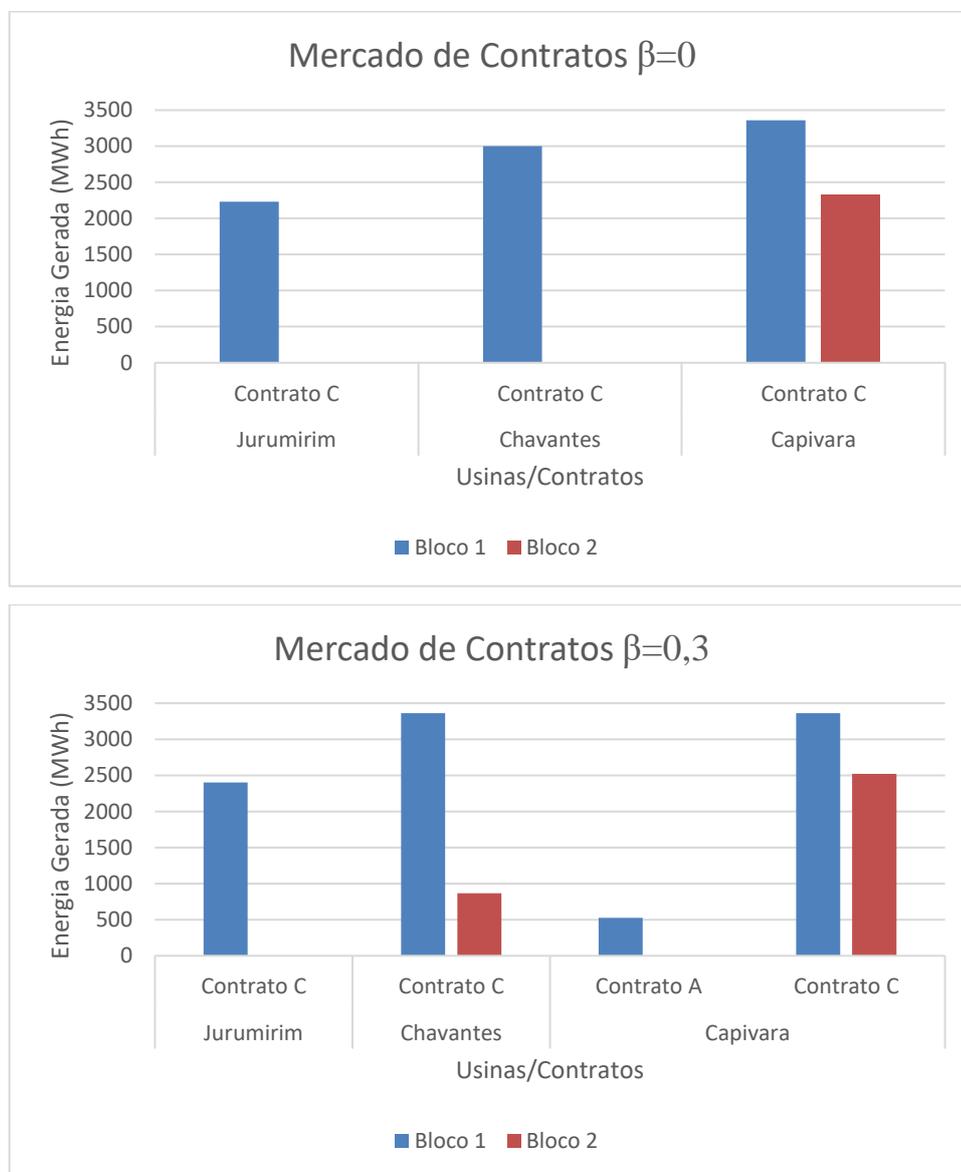


Figura 22 – Caso 2 - Oferta estratégica no mercado de contratos.

Uma característica interessante é que ocorreu oferta de energia no contrato A na usina de Capivara. Isto é coerente, visto que o preço do MWh é superior ao aplicado no bloco 3 do contrato C e ao contrato B.

Neste caso, também é importante salientar, que os preços simulados para os contratos são similares aos praticados comercialmente, de acordo com o histórico de preços divulgados em editais de leilão de energia nova e existente. Com o aumento da eficiência dos geradores e

a inserção de novas tecnologias pode alterar o valor do MWh. Portanto, a escolha de preços mais adequados para a simulação pode fazer parte de um trabalho futuro.

4.6 CASO 3

É evidente dizer que o aumento da geração irá implicar em um aumento da receita pelo agente gerador. Neste caso buscou-se analisar o lucro em relação a alteração da energia disponibilizada. Alguns fatores podem alterar a disponibilidade energética das usinas ao longo do ano, no caso das usinas hidrelétricas, a principal causa é a afluência dos rios devido a períodos de estiagem.

De posse dessas informações, foram simulados incrementos e decrementos em 10% na alteração da disponibilidade energética das usinas para um fator de sensibilidade 0,5. Tendo como base a geração definida na tabela 2, foram definidos os cenários operativos conforme figura 23.

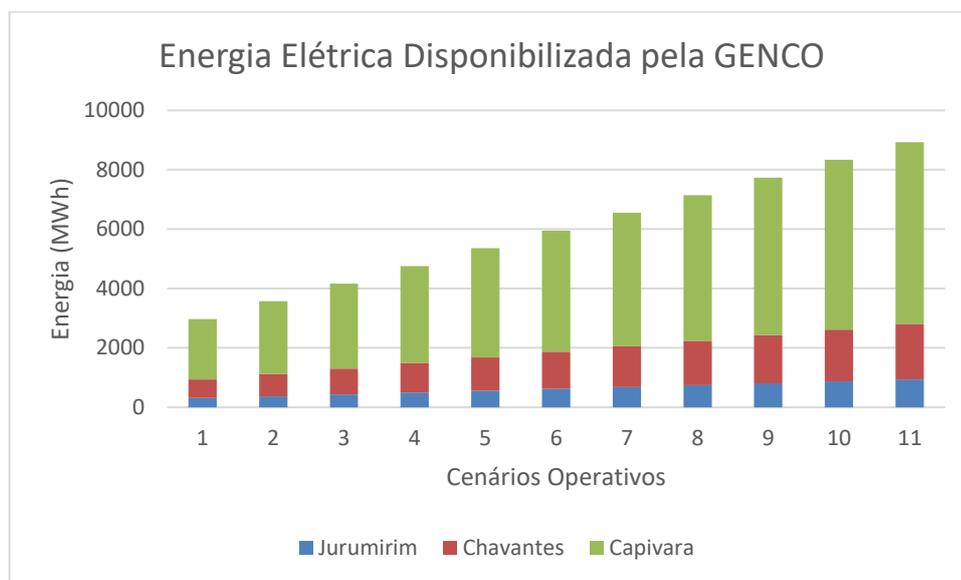


Figura 23 – Cenários operativos.

Na ocorrência de oferta energética ocorrer somente no mercado spot, verificou-se que os três primeiros cenários operativos causam prejuízos a companhia, de modo que o agente tem uma exposição negativa a volatilidade dos preços. Ou seja, os custos operacionais e eventuais penalidades aplicadas ao agente superam as receitas da companhia. A partir do quarto cenário, em que é ofertado 4.761 MWh, é que o agente apresenta resultados favoráveis.

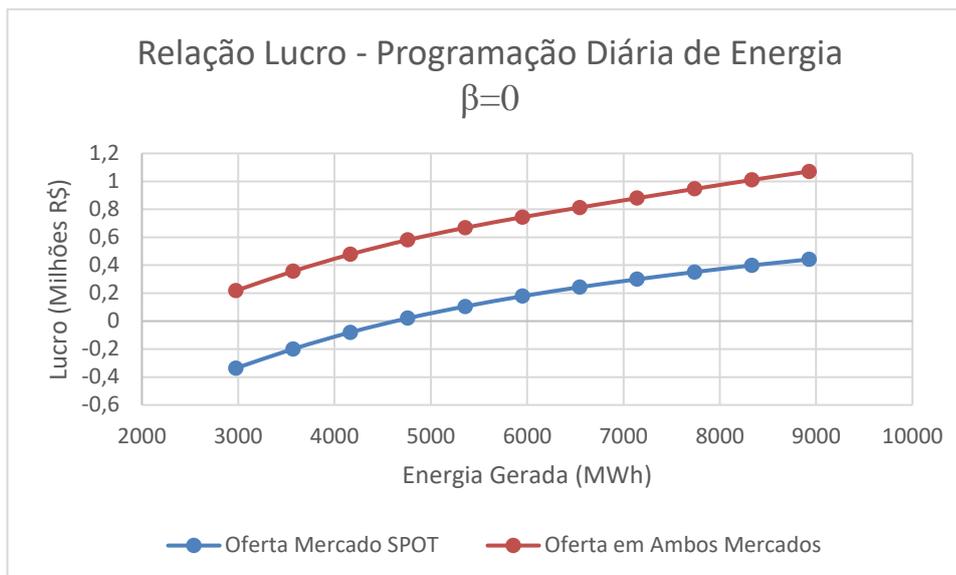


Figura 24 – Lucro operacional em função energia gerada $\beta=0$.

Quando a GENCO sustenta a decisão de comercializar energia em um mercado combinado de pool e contratos, percebe-se uma minimização do risco e uma melhor segurança financeira. Nesta situação, todos os cenários operativos apresentam uma receita operacional positiva.

No cenário operativo combinado, percebe-se que o agente possui uma margem maior de ganho de geração com um reflexo positivo em sua receita líquida. Na geração somente no mercado spot constata-se que uma geração inferior a 4.166 MWh começa a apresentar prejuízos, sendo inviável a manutenção do empreendimento. Enquanto que no mercado combinado isto não ocorre.

Ao decidir ofertar um montante de energia sob a forma de contratos, a companhia deixa de ser totalmente suscetível a volatilidade dos preços. Todavia, ela pode estar sujeita a outros tipos de riscos que são inerentes ao processo. Por exemplo, riscos de regulação, pois as atividades da GENCO são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da companhia. Assim como, está sujeita aos riscos ambientais devido as diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente que podem comprometer a geração.

Ao implementar o fator de risco no modelo, percebe-se uma redução na receita, vide figura 25. No entanto, ainda é possível perceber a estabilidade da oferta combinada à CCEE. Mesmo com a inclusão do risco no modelo, o agente mantém uma receita positiva. Isto é devido ao aumento de oferta sob a forma de contratos.

Existe uma estreita relação entre a oferta estratégica de energia com o mercado financeiro. Segundo a teoria do portfólio proposta por Harry Markowitz (1952), ao diversificar os investimentos, o risco e o retorno atuam em conjunto de modo a aumentar a receita esperada, o inverso ocorreria, caso fosse realizado um investimento isolado. O risco será uma função da correlação com todos os ativos que formam a carteira de investimentos, e terá um comportamento não linear. Como consequência, o retorno esperado também será uma combinação do retorno de cada ativo.

No caso do mercado de energia elétrica, ao optar pela oferta estratégica em ambos os mercados, ocorre uma proteção da receita operacional da companhia, reduzindo a susceptibilidade da companhia frente a volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

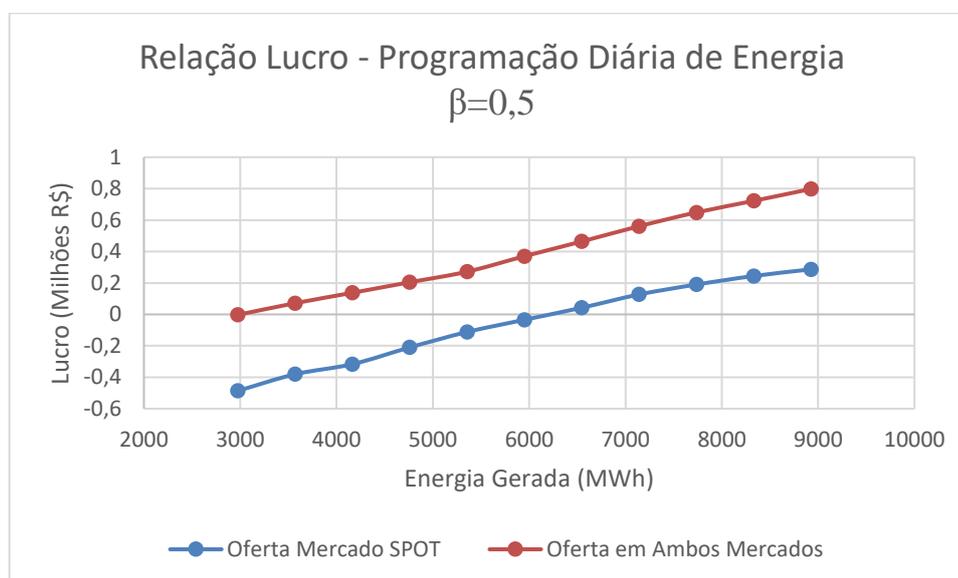


Figura 25 – Lucro operacional em função energia gerada $\beta=0,5$.

4.7 CASO 4

O risco é inerente a qualquer processo. Ele representa uma incerteza frente ao lucro obtido pela companhia. Por meio da gestão dos riscos é possível identificar eventuais incertezas, medir sua probabilidade e seus possíveis impactos. O agente pode estar exposto a diversos riscos, sejam eles riscos hidrológicos, de regulação e/ou ambiental. Para a companhia geradora, as possíveis consequências é justamente a redução da receita líquida.

Para valorar o risco, foi inserido ao modelo o fator de risco (β). No caso da GENCO ser propensa ao risco, considera-se $\beta=0$, para um agente com perfil mais conservador, o fator de risco apresenta valores positivos.

Para o caso em questão, analisou-se o comportamento do lucro frente a alterações no fator de risco adotado pela GENCO para duas situações de programação de oferta diária. Em uma análise preliminar, é coerente relacionar uma maior geração a uma maior receita líquida, e conforme aumenta o fator de risco, o gerador deixa de ser propenso ao risco e se torna avesso ao risco, impactando na redução do lucro.

O incremento do fator de risco implica diretamente em um maior CVaR imposto ao agente, reduzindo a possibilidade de baixos lucros e possíveis perdas. O CVaR representa a média dos 5% piores cenários, ou seja, os 5% piores lucros a serem recebidos pela companhia para um nível de confiabilidade de 95%, portanto o CVaR fornece informações sobre a exposição do agente no mercado de curto prazo.

A exposição de risco do agente é ponderada pelo fator de risco e é determinada de acordo com o seu perfil. As companhias que tem perfil mais conservador ($\beta > 0$) o CVaR não é contabilizado, enquanto que nas mais agressivas ($\beta = 0$), o CVaR impacta diretamente na receita líquida do agente.

Foram simulados dois níveis de disponibilidade de geração pela companhia: 5.952 MWh e 8.928 MWh para um fator de sensibilidade de 0,5. Para os dois níveis, verificou-se o lucro esperado em função do CVaR considerando variações do fator de risco. Segundo a teoria de portfólio de Markowitz (1952), “portfólios mais arriscados sempre devem apresentar como contrapartida retornos maiores”. Portanto, para um fator de risco nulo, o agente está propenso a volatilidade dos preços no mercado de curto, ao arriscar mais, a companhia estima lucrar mais.

Ao aumentar o fator de risco, o agente tende a ser avesso ao risco, o agente passa a ter um perfil mais conservador. Desta forma a receita operacional tende a reduzir, até o ponto em que os cenários de perda (de baixo resultado) são predominantes.

Pode-se observar que o comportamento do fator de risco é o mesmo para as diferentes curvas de disponibilidade de geração. No entanto, ao aumentar a energia ofertada, possibilita uma margem de operação maior para a companhia com uma receita líquida aceitável. Todavia, para um determinado valor de fator de risco haverá um ponto em que a exposição negativa do agente será evidente.

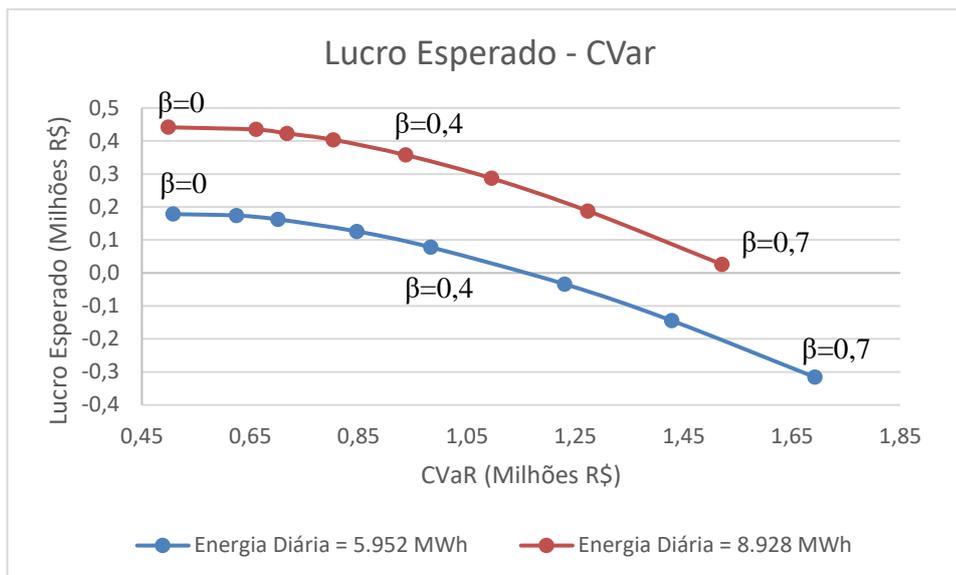


Figura 26 – Impacto do fator de risco.

4.8 CASO 5

Cada usina oferta certa quantidade de energia elétrica ao sistema, no entanto ao ocorrer o despacho energético podem ocorrer desvios de geração. A variação de energia pode ocorrer por vários fatores, entre eles: participação das fontes intermitentes na matriz energética; variação do consumo de energia; capacidades das linhas de transmissão impossibilitando o intercâmbio energético entre os diferentes submercados.

O desvio de geração pode ser positivo, caso em que o agente oferta mais energia do que a programada, ou pode ser negativo, em que deixa de ofertar energia ao sistema elétrico. Em ambas as situações, o agente está sujeito a penalidades conforme procedimentos de rede definido pelo ONS.

No problema de otimização proposto foi considerado o pagamento de multas pela GENCO na ocorrência de tais desvios de geração. Sobre o desvio de geração é aplicado um fator de sensibilidade, em que determina se a companhia está disposta ao pagamento de multas. Para um fator de sensibilidade nulo, o agente não está disposto a ofertar mais ou menos energia conforme o programado. A medida em que o fator de sensibilidade é incrementado, o agente está disposto a pagar multas pelo excedente ou déficit de geração. O valor da penalidade é proporcional ao fator de sensibilidade e ao desvio de geração elevado ao quadrado.

Ou seja, o fator de sensibilidade implica diretamente na redução de receitas pela companhia. Este fator é necessário, tendo em vista ajustar o modelo computacional de forma a

atender aos padrões operacionais obtidos na comercialização de energia elétrica. Logo também pode ser um parâmetro a ser definido pelos agentes institucionais.

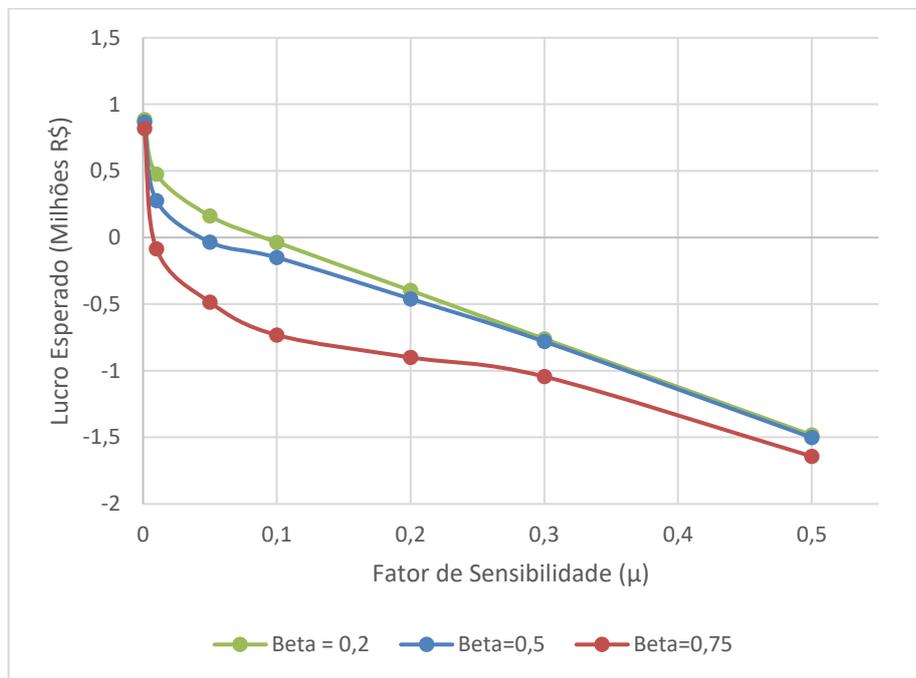


Figura 27 – Relação entre fator de sensibilidade e lucro.

Além da alteração do fator de sensibilidade foi observado que o fator de risco também possui impacto no lucro esperado. O fator de risco afeta diretamente o CVaR, e, portanto, a probabilidade de ocorrência dos piores cenários de otimização.

Em uma primeira análise é possível observar uma oscilação da função e correspondente decréscimo da receita percebido pela companhia. Para um fator de sensibilidade inferior a 0,15 e fator de aversão ao risco $\beta=0,75$, constata-se que a penalidade imposta ao agente possui um impacto maior na demonstração financeira da empresa.

O mesmo comportamento ocorre para as demais curvas, no entanto devido o fator de aversão ao risco ser menor, o desvio de geração também é menor. Logo a penalidade é reduzida impactando em uma alta margem de lucro.

Para um fator de sensibilidade superior a 0,15, o impacto sobre o lucro esperado advém principalmente da exposição do agente ao risco, pois as penalidades impostas pelo desvio de geração são elevadas, desta forma a GENCO opta pelo menor desvio de geração possível. Logo, a gestão de riscos passa a ter uma influência predominante linear sobre o lucro esperado.

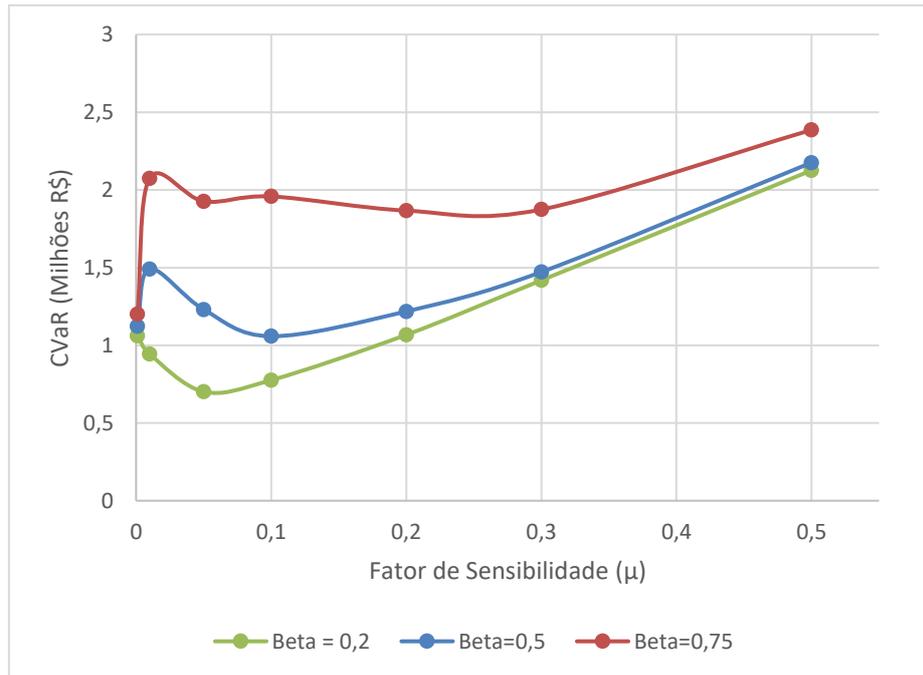


Figura 28 – Relação entre fator de sensibilidade e CVaR.

Isto fica mais evidente na figura abaixo, em que analisa o CVaR em função do fator de sensibilidade. Para um fator de sensibilidade superior a 0,15, o CVaR passa a ter um incremento linear para todos os fatores de riscos adotados.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÃO

Nos últimos anos a quantidade de agentes com participação na CCEE tem aumentado drasticamente, passando a ter mais de 7 mil agentes. Além disso, cerca de R\$ 90 bilhões foram contabilizados em operações de compra e venda de energia elétrica. Com a implementação do preço de liquidação de diferenças horário a partir de 2020, os montantes contabilizados podem sofrer variações. Portanto, a oferta estratégica de energia elétrica pela GENCO deve ser considerada, e o modelo de otimização proposto é uma ferramenta de auxílio na tomada de decisões.

Há diversos estudos na área, utilizando diferentes modelos e técnicas de solução de acordo com a abordagem definida. Dentre as formulações, o modelo proposto por Lina e Conejo (2016) é de grande relevância, visto que incorpora o gerenciamento e precificação de riscos. Ao gerenciar volumes e preços de energia deve-se considerar uma boa gestão de risco. Pois, caso contrário, a GENCO pode ter uma perda financeira significativa, o que normalmente compromete a permanência da companhia no mercado.

Neste trabalho, foi apresentado um modelo de otimização da oferta estratégica de energia nos mercados spot e de contratos, buscando maximizar a receita líquida da GENCO por meio de condições de otimalidade. A abordagem utilizada foi não linear com a implementação de penalidades impostas ao agente pelo desvio de geração. Do ponto de vista técnico, restrições operativas das unidades geradoras foram acrescentadas. O modelo demonstrou que é necessário diversificar a oferta de energia das unidades geradoras de modo que parte da disponibilidade seja alocada em contratos e a outra no mercado de curto prazo. Desta forma, proporciona uma margem de lucro maior, além de minimizar a exposição do agente a riscos.

Devido a diversas companhias geradoras ligadas ao setor elétrico, pode ser que alguns agentes possuem uma tendência a correr maiores riscos. Desta forma, no estudo buscou avaliar o impacto financeiro da empresa em ofertar a totalidade da energia no mercado spot. Agentes com este perfil naturalmente desejam um maior retorno financeiro, no entanto, contam com um maior grau de incerteza. Os resultados obtidos, indicaram que a medida que o fator de aversão ao risco é inserido, menores são os lucros percebidos. Este resultado está coerente com a definição de Markowitz (1952) sobre a relação risco-retorno.

No caso da alocação de toda a energia elétrica da companhia ser em contratos, o comportamento foi semelhante. O fator de aversão ao risco eleva a oferta estratégica da

GENCO nos contratos assinados. Essa é uma forma da companhia garantir uma receita operacional constante durante todo o prazo de vigência. De forma que o agente não esteja exposto a volatilidade dos preços e a outros riscos associados.

Por fim, a ferramenta computacional avaliou as penalidades impostas ao agente devido ao desvio de geração em relação a energia diária programada. As multas são ponderadas pelo fator de sensibilidade, que pode ser ajustado para uma determinada faixa operativa. A faixa operativa determinará o montante a ser pago pelo agente, caso ocorra a transgressão das normas e procedimentos de rede vigentes.

A formulação proposta não considerou a análise de um horizonte semanal tendo em vista uma quantidade maior de variáveis existentes, que conseqüentemente necessitaria de um computador com hardware mais robusto. Além disso, a capacidade das linhas de transmissão e o intercâmbio energético entre submercados superavitários e deficitários foi desprezada. Desta forma, a definição do PLD para cada mercado e patamar de carga também foi desconsiderada. Entretanto, é esperado que tais formulações possam ser adicionadas ao modelo sem maiores conflitos.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como apresentado na conclusão, há a possibilidade de continuidade e aprofundamento nos temas desenvolvidos neste trabalho. Em especial:

- Ampliação do horizonte de simulação de modo analisar a oferta estratégica de energia em um sistema multiestágio e metodologias para filtrar cenários que refletem o sistema analisado permitindo que o problema seja tratado em ferramentas computacionais.
- Implementação de amostras mais representativas dos cenários por meio valores adotados em editais de leilão e histórico de preços divulgados pela CCEE;
- Analisar os contratos de comercialização de energia existentes e os impactos gerados pela implementação da precificação horário o mercado spot;
- Considerar a entrada de fontes alternativas de energia (energia eólica e fotovoltaica) e a volatilidade dos preços no mercado de curto prazo com a inserção de fontes de geração intermitentes. A introdução de fontes intermitentes como a fotovoltaica pode provocar incrementos de geração em um curto período de tempo, como pode ser observado na curva de pato demonstrada na figura 29. Neste caso, o sistema necessita de 13.000 MW em um período de 3 horas. A estabilidade do sistema elétrico pode ser bastante

prejudicada e conseqüentemente os preços no mercado de curto prazo podem sofrer oscilações.

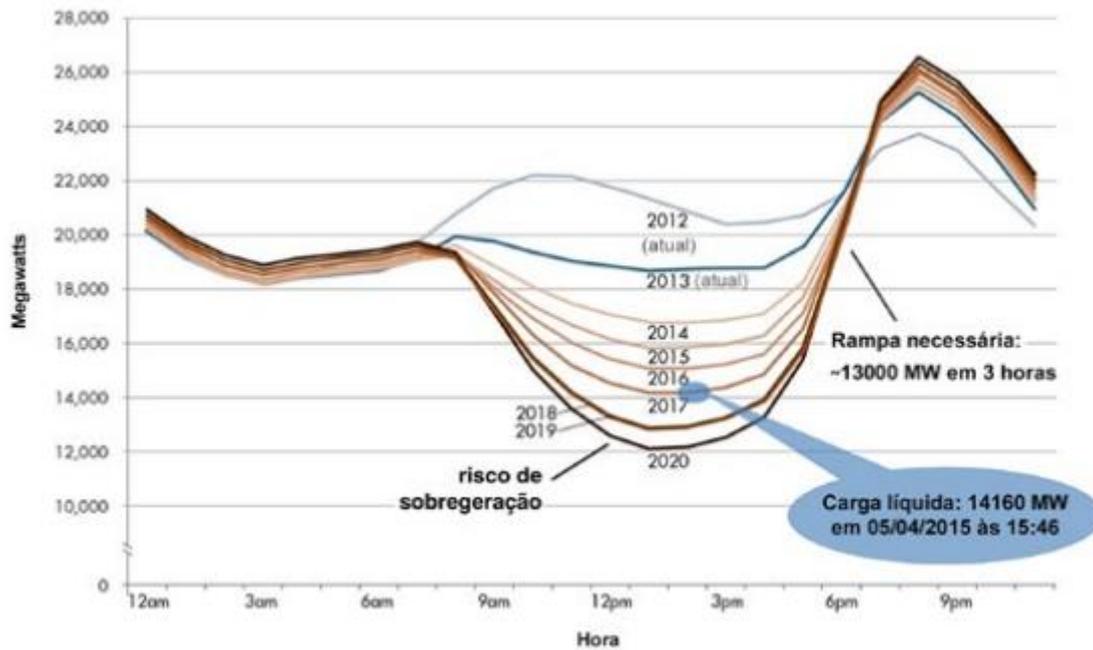


Figura 29 – Curva do pato em um dia típico de primavera na Califórnia.

Fonte: FGV (2017).

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Tomalsquim, M.T., “Novo modelo do setor elétrico brasileiro”, Synergia, 2011.
- [2] Submódulo 8.1 – ONS, “Procedimento de Rede – Submódulo 8.1”. Disponível em http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%208%2FSubm%C3%B3dulo%208.1%2FSubm%C3%B3dulo%208.1_Rev_0.4.pdf, 2008.
- [3] Pinto, M. O., “Energia Elétrica: Geração, Transmissão e Sistemas Interligados”, LTC, 2019.
- [4] Conejo, A.J. & Garcés. L.P., “Weekly Self-Scheduling, Forward Contracting, and Offering Strategy for a Producer”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 25, n. 2, pp. 657-666, 2010.
- [5] Nguyen, D. T. & Le, L. B., “Risk-Constrained Profit Maximization for Microgrid Aggregators with Demand Response”, IEEE Transactions on Smart Grid, v. 6, n. 1, pp. 135-146, 2015.
- [6] Rockafellar, T. & Uryasev, S., “Optimization of Conditional Value-at-Risk”, University of Florida, 1999.
- [7] Martins, L. S. A. & Soares, S., “Insights on short-term hydropower scheduling: on the representation of water continuity equations”, IEEE Power Systems Computation Conference, 2016.
- [8] CCEE, “Calculadora de Risco CVaR – Manual de utilização”, Versão 1.0, 2018.
- [9] Fernandez, M. R., “Contratação Ótima para Comercialização de Energia Elétrica”, Dissertação de Mestrado UNICAMP, Campinas, 2010.
- [10] Oliveira, A. M., “Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica”, Dissertação de Doutorado PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2003.
- [11] ANEEL, “ Cadernos Temáticos ANEEL – Energia Assegurada”, Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>, Brasília, 2005.
- [12] Brooke, A., Kendrik, D., Meeraus, A., “GAMS Sistema Geral de Modelagem Algébrica”, Edgard Blucher, 1997.
- [13] Baillo, A., Ventosa, M., Rivier, M. & Ramos, A., “Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 2, pp. 745-753, 2004.
- [14] Shahidehpour, M., Yamih, H., Li, Z., “Market operations in electric power systems: forecasting scheduling and risk management”, IEEE, New York, 2002.
- [15] Markowitz, H., “Portfolio Slection”, The Journal of Finance, v. 7, n. 1, pp. 77-91, 1952.

[16] Silva, T. B., Delgado F., “Transição Energética: Califórnia Style”, FGV Energia, Rio de Janeiro, 2017.

7.1 MODELAGEM COMPUTACIONAL

```

1 $ title TCC_v14
2
3 sets
4
5     i 'generator' /i1*i3/,
6     t 'time hour' /t1*t24/,
7     s 'Price scenario' /s1*s10/
8
9     c 'Contracts' /c1*c3/
10    b 'Contracts blocks' /b1*b3/;
11
12 alias(s,ru);
13
14 Parameter pgmax(i) Maximum Power
15           / i1  100
16            i2  414
17            i3  635 /,
18
19 * i1 Jurumirim, i2 Chavantes, i3 Capivara
20
21     pgmin(i) Minimum Power
22           / i1  30
23            i2  125
24            i3  200 /,
25
26
27     rup(i) Ramp Up
28           / i1  50
29            i2  207
30            i3  217 /,
31
32     rdown(i) Ramp Down
33           / i1  50
34            i2  207
35            i3  217 /,
36
37     pini(i) Initial Power
38           / i1  50
39            i2  50
40            i3  50 /
41
42     gday(i) Daily Power
43           / i1  624
44            i2  1248
45            i3  4080 /
46
47 ;
48
49 scalar cost /20/,
50         u /0.005/,
51         beta /0/,
52         psi /0.95/
53
54 ;
55
56
57 *Prices and Power blocks
58 Table pmaxc(c,b)
59       b1      b2      b3
60 c1      140      105      105
61 c2      100      75      75
62 c3      140      105      105;
63
64 *Only Contract Market

```

```

65 *Table pricec(c,b)
66 *      b1      b2      b3
67 *c1      180.29    180.25    180.08
68 *c2      180.22    180.11    180.01
69 *c3      180.93    180.46    180.13;
70
71 *Both spot and contract market
72 *Table pricec(c,b)
73 *      b1      b2      b3
74 *c1      121.29    121.25    121.08
75 *c2      121.22    121.11    121.01
76 *c3      121.93    121.46    121.13;
77
78 * Only spot market
79 Table pricec(c,b)
80      b1      b2      b3
81 c1      52.29    52.25    50.8
82 c2      52.22    51.71    51.61
83 c3      52.93    52.46    52.13;
84
85
86 *Prices scenarios
87 Table price(t,s)
88      s1      s2      s3      s4      s5      s6      »
89      s7      s8      s9      s10
89 t1      21.125    3.844    0.705    95.823    151.36    168.281    »
      111.011    0.184    132.631    147.075
90 t2      21.108    93.407    72.231    15.712    90.648    97.561    »
      1.007    108.18    30.597    45.588
91 t3      20.963    13.354    171.985    25.623    20.329    67.542    »
      31.005    38.152    9.18    21.675
92 t4      80.89    102.885    11.930    35.618    70.281    37.542    »
      20.998    18.107    28.374    37.326
93 t5      100.983    32.089    41.930    15.692    100.442    17.566    »
      11.001    98.087    38.374    66.647
94 t6      31.081    141.324    61.930    95.687    150.858    91.694    »
      90.978    58.071    99.951    97.282
95 t7      71.441    8.460    92.076    85.712    52.075    53.495    »
      50.977    37.993    33.046    30.124
96 t8      52.027    27.914    22.213    15.934    12.986    14.527    »
      31.055    27.795    23.153    80.44
97 t9      92.303    81.523    53.994    66.890    63.866    35.933    »
      61.803    97.842    93.514    16.069
98 t10     12.317    63.374    104.908    77.012    73.997    67.516    »
      82.054    38.011    43.52    26.987
99 t11     52.355    93.864    175.316    127.112    84.608    97.687    »
      112.137    68.035    13.708    7.295
100 t12     102.384    124.892    5.366    97.211    24.979    7.699    »
      2.187    68.07    3.9    97.421
101 t13     122.334    55.159    175.405    26.912    94.745    17.678    »
      91.219    18.069    33.744    47.446
102 t14     122.386    45.182    5.443    56.612    24.876    27.774    »
      32.184    68.049    73.74    37.468
103 t15     12.411    15.205    15.481    96.689    45.156    87.842    »
      62.223    88.048    33.922    87.488
104 t16     2.407    45.229    95.511    66.512    5.205    67.882    »
      72.272    98.049    83.922    7.501
105 t17     82.403    95.571    85.557    17.611    15.23    87.912    »
      22.298    18.065    93.923    27.531
106 t18     32.324    26.051    25.799    97.711    105.132    47.764    »
      2.265    8.076    33.923    17.645
107 t19     62.371    17.187    6.445    17.423    155.248    28.082    »
      112.175    108.094    133.832    88.267
108 t20     102.351    107.219    176.256    27.543    5.387    8.172    »

```

```

82.505      18.156      4.087      108.048
109 t21      12.304      37.014      6.076      97.623      155.157      177.9      »
      74.358      98.216      133.999      47.704
110 t22      92.286      66.907      35.941      66.511      94.721      7.685      »
      3.915      38.268      33.871      57.638
111 t23      82.234      16.427      15.388      35.812      34.353      17.271      »
      13.87      48.253      3.67      7.505
112 t24      2.205      45.916      74.450      15.915      13.841      74.852      »
      3.931      18.222      133.488      146.967;
113
114 parameter
115
116 dc(c)          ' Interval Duration contract (h) '          /c1*c3 24/
117 pricer(t,s)
118 alfa(s)        "price probability" / #s [1/card(s)] /
119 ;
120 pricer(t,ru)=price(t,ru);
121
122 variable
123 g(i,t,s)        'generator bid in each scenario'
124 gr(i,t,ru)      'auxiliar available'
125 z               'objective function'
126 v(i,s)          'deviation from target'
127 pg(i,s)         'penalty'
128 gc(i,c,b)       'contract level'
129 gp(i,t,s)       'combined producer generation (MW)in period t'
130 eg(i,t,s)       'pool bid energy in interval'
131 egc(i,c,b)      'energy contract in interval'
132 egp(i,t,s)      'combined bid energy in interval'
133 cst(i,t,s)      'operational cost ($)in period t'
134 edayav(i,s)     'generator availability in each scenario'
135 eta(s)          'auxiliar available'
136 var             'risk management'
137 Cvar            'risk management'
138 profit
139 ;
140
141 positive variable g(i,t,s), gr(i,t,ru),v(i,s), gc(i,c,b), edayav(i,s);
142
143 equations
144
145 of              'objective function'
146 f1_dpday(i,s)  'deviation from daily power availability'
147 f2_dpday(i,s)  'deviation from daily power availability'
148 lgmin(i,t,s)   'lower limit'
149 lgmax(i,t,s)   'upper limit'
150 eq1(i,t,s,ru)  'original and auxiliar variable equal condition'
151 eq2(i,t,s,ru)  'bid increasing with price condition'
152 eq3(i,t,s,ru)  'non-anticipatory condition'
153 eq4(i,t,s,ru)  'bid increasing with price condition'
154
155 penalty(i,s)   'penalty for generation above allowed'
156
157 rpup(i,t,s)    'Ramp up'
158 rpupg(i,t,s)  'Ramp up of generator'
159 rpdwn(i,t,s)   'Ramp down'
160 rpdwng(i,t,s) 'Ramp down of generator'
161
162 pmin(i,c,b)    'lower limit level of contract block (MW) '
163 pmax(i,c,b)    'upper limit level of contract block (MW) '
164 enp(i,t,s)     'energy pool bid in interval (MWh) '
165 enc(i,c,b)     'energy contract in interval (MWh) '
166 ecomb(i,t,s)  'combined energy bud in interval (MWh) '
167 pcost(i,t,s)  'combined generation bud cost (MW) in period t'

```

```

168 genpro(i,t,s) 'combined producer generation (MW) in period t'
169
170 avai(i,s)     'scenario availability (MWh)'
171 f1_risk(s)    'risk auxiliary function'
172 f2_risk(s)    'risk auxiliary function'
173 f3_risk       'risk auxiliary function'
174
175 f_profit      'profit function'
176
177 ;
178
179 of..          z=e= profit + beta*Cvar;
180
181
182 f_profit..    profit =e= sum((i,c,b), pricec(c,b)*egc(i,c,b))
183               +sum(s,alfa(s)*
184               (sum((i,t),price(t,s)*g(i,t,s)- cst(i,t,s)- pg(i,s))»
185               ));
186 *Risk Management
187 f1_risk(s)..  - sum((i,c,b), pricec(c,b)*egc(i,c,b))
188               - sum((i,t),price(t,s)*g(i,t,s)- cst(i,t,s) - pg(i,s))
189               + var - eta(s) =l= 0;
190
191 f2_risk(s)..  eta(s) =g= 0;
192 f3_risk..    Cvar =e= (var - (1/(1 - psi))*sum(s,alfa(s)*eta(s)));
193
194 *Penalty
195 f1_dpday(i,s).. v(i,s) =g= edayav(i,s) - gday(i);
196 f2_dpday(i,s).. v(i,s) =g= 0;
197 penalty(i,s).. pg(i,s) =e= u*sqr(v(i,s));
198 pcost(i,t,s).. cst(i,t,s)=e=cost*gp(i,t,s);
199
200 *Combined generation
201 genpro(i,t,s).. gp(i,t,s)=e=g(i,t,s)+ sum((c,b),gc(i,c,b));
202
203 *Combined Energies
204 avai(i,s)..   edayav(i,s)=e= sum(t,eg(i,t,s)) + sum((c,b),egc(i,c,b));
205
206 *Minimum and Maximum Generator Pool e Contracts
207 lgmin(i,t,s).. gp(i,t,s)=g= pgmin(i);
208 lgmax(i,t,s).. gp(i,t,s)=l= pgmax(i);
209
210 pcmin(i,c,b).. gc(i,c,b)=g=0;
211 pcmax(i,c,b).. gc(i,c,b)=l=pmaxc(c,b);
212
213 *Energies
214 enp(i,t,s)..  eg(i,t,s)=e=g(i,t,s);
215 enc(i,c,b)..  egc(i,c,b)=e= gc(i,c,b)*dc(c);
216 ecomb(i,t,s).. egp(i,t,s)=e= eg(i,t,s)+ sum((c,b),gc(i,c,b)*dc(c));
217
218
219 *Crescent auxiliary function
220 eq1(i,t,s,ru)$ (sameAs(s,ru)).. g(i,t,s)=e=gr(i,t,ru);
221 eq2(i,t,s,ru)$ ((not sameAs(s,ru)) and (price(t,s)>pricer(t,ru))).. g(i,t,s)»
222   )=g=gr(i,t,ru);
223 eq3(i,t,s,ru)$ ((not sameAs(s,ru)) and (price(t,s)=pricer(t,ru))).. g(i,t,s)»
224   )=e=gr(i,t,ru);
225 eq4(i,t,s,ru)$ ((not sameAs(s,ru)) and (price(t,s)<pricer(t,ru))).. g(i,t,s)»
226   )=l=gr(i,t,ru);
227
228 *Ramp up
229 rpup(i,t,s)$ (sameAs(t,'t1')).. gp(i,t,s) - pini(i) =l= rup(i);
230 rpupg(i,t,s)$ (not sameAs(t,'t1')).. gp(i,t,s) - gp(i,t-1,s) =l= rup(i)»

```

```

227 rpupg(i,t,s)$(not sameAs(t,'t1'))..          gp(i,t,s) - gp(i,t-1,s) =l= rup(»
    i);
228
229 *Ramp down
230 rpdwn(i,t,s)$(sameAs(t,'t1'))..          pini(i) - gp(i,t,s) =l= rdown(i)»
    ;
231 rpdwn(i,t,s)$(not sameAs(t,'t1'))..          gp(i,t-1,s) - gp(i,t,s) =l= rdow»
    n(i);
232
233
234 model TCC_v1_Risco /all/;
235
236 solve TCC_v1_Risco using nlp max z;
237
238 display z.l, g.l, gc.l, v.l, edayav.l, egc.l, egp.l, cvar.l, profit.l, pg.l;
239
240 execute_unload "results.gdx" z.l, g.l, v.l, edayav.l, eg.l, egc.l, gp.l, v.l»
    , pg.l, profit.l;
241
242 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=z.l';
243 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=g.l rng=Geração_Pool!a1';
244 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=edayav.l rng=Energia_Total»
    !a1';
245 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=eg.l rng=Energia_Pool!a1';
246 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=egc.l rng=Energia_Contrato»
    s!a1';
247 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=gp.l rng=Energia_Combinada»
    !a1';
248 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=pg.l rng=Penalidade!a1';
249 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=v.l rng=Desvio_Geracao!a1'»
    ;
250 execute 'gdxxrw.exe results.gdx o=results.xls var=profit.l rng=Lucro!a1';
251
252
253

```

7.2 CONDITIONAL VALUE AT RISK (CVaR)

Este apêndice descreve como calcular o risco de variação do lucro usando CVaR, a mensuração do risco é frequentemente usada em aplicações onde a incerteza é descrita via cenários, conforme Lina e Conejo (2010) e Rockafellar e Uryasev (2000). Antes de definir o CVaR, é necessário definir outra medida de risco conhecida como Value at Risk (VaR).

Considerando a figura 29, o VaR é o menor valor do lucro tal que a probabilidade do lucro seja menor ou igual ao menor valor de $(1-\alpha)$. Matematicamente:

$$VaR = \text{maximizar } \{x | \text{probabilidade}\{\text{lucro} \leq x\} \leq 1 - \alpha\} \quad (10)$$

O nível de confiança α é escolhido tipicamente entre 0,90 e 0,99.

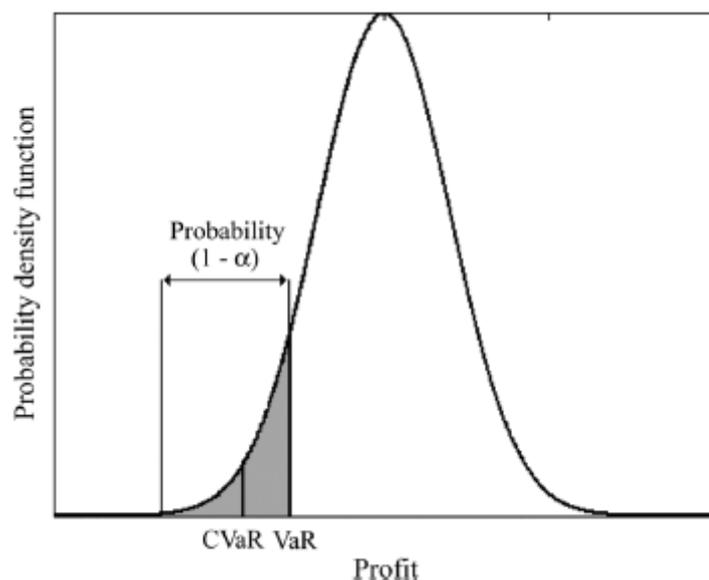


Figura 30 – Função densidade de probabilidade do lucro.

Fonte: Lina e Conejo (2010).

O CVaR pode ser definido como o lucro não esperado que excede o valor de VaR. Matematicamente:

$$CVaR = \text{expectativa}\{\text{lucro} \leq VaR\} \quad (11)$$

Neste trabalho, o CVaR é calculado resolvendo o problema de otimização a seguir:

$$\text{Maximizar } \zeta, \eta_s \quad \zeta - \frac{1}{1 - \psi} \left(\sum_{s=1}^{Ns} \eta_s \alpha \right) \quad (12)$$

Sujeito a:

$$\eta_s \geq \zeta - \text{lucro}_s \quad \forall s \quad (20)$$

$$\eta_s \geq 0 \quad \forall s \quad (21)$$

Em que o valor ótimo de ζ é o VaR, lucro_s é o lucro para o cenário s , η_s é uma variável auxiliar não negativa que é igual a diferença do VaR pelo lucro do cenário analisado, se esta diferença é não negativa, e zero se o lucro_s é maior do que o VaR. Note que a probabilidade de cada cenário é α .