

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Arthur Alexandre Lauro da Silva**

**Consideração da Incerteza na Evolução dos Preços Futuros de Energia no  
Mercado Brasileiro para Portfólios com Diferentes Fontes de Energia**

Juiz de Fora

2023

Arthur Alexandre Lauro da Silva

**Consideração da Incerteza na Evolução dos Preços Futuros de Energia no  
Mercado Brasileiro para Portfólios com Diferentes Fontes de Energia**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Silva, Arthur Alexandre Lauro da.

Consideração da Incerteza na Evolução dos Preços Futuros de Energia no Mercado Brasileiro para Portfólios com Diferentes Fontes de Energia / Arthur Alexandre Lauro da Silva. -- 2023.

75 f. : il.

Orientador: Bruno Henriques Dias

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Decisão sobre Incerteza. 2. Mercado Futuro de Eletricidade. 3. Programação Estocástica. 4. Gestão de Risco. I. Dias, Bruno Henriques, orient. II. Título.

**Arthur Alexandre Lauro da Silva**

**Consideração da Incerteza na Evolução dos Preços Futuros de Energia no Mercado Brasileiro para Portfólios com Diferentes Fontes de Energia**

Dissertação  
apresentada  
ao Programa de Pós-  
Graduação em  
Engenharia  
Elétrica da Universidade  
Federal de Juiz de  
Fora como requisito  
parcial à obtenção do  
título de Mestre em  
Engenharia Elétrica.  
Área de  
concentração: Sistemas  
de Energia Elétrica

Aprovada em 04 de setembro de 2023.

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. Bruno Henriques Dias** - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba**

Universidade Federal Fluminense

**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira**

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 15/08/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 04/09/2023, às 17:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Soares Moreira Cesar Borba, Usuário Externo**, em 04/09/2023, às 17:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 06/09/2023, às 11:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1407721** e o código CRC **20D339D4**.

---

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para a realização desta dissertação.

”Você tem brio?”

Clóvis de Barros

## RESUMO

A gestão de risco é de suma importância para os diferentes agentes participantes do Setor Elétrico Brasileiro, em especial os do Ambiente de Comercialização Livre. Isso é ressaltado pela característica inerente da matriz elétrica brasileira, altamente dependente de aflúências devido à predominância hidráulica e à interdependência entre diferentes ativos hídricos (usinas hidroelétricas dispostas em uma mesma cascata), o que faz com que a gestão dos recursos e a formação de preços seja centralizada. Assim, os agentes buscam formas de gerir seu fluxo financeiro através de previsões de preços desde dias até anos à frente, de forma a subsidiar decisões de negociação no mercado futuro e exposição ao preço de curto prazo. Portanto, dada a complexidade e os desafios deste problema, a presente dissertação tem como objetivo modelar de forma mais assertiva o processo de tomada de decisão de um agente do Ambiente de Contratação Livre (ACL) no mercado futuro de eletricidade, no qual ele pode negociar agora, aguardar a evolução dos preços de contrato futuro ou se expor ao Preço de Liquidação de Diferenças. Para tal, será proposto um problema de otimização estocástica de dois-estágios que considera tanto a projeção de geração ou consumo do agente para o horizonte em análise quanto a projeção de PLD e *Generation Scaling Factor*, além de se utilizar da métrica de aversão ao risco *Conditional Value at Risk*. Estudos de casos serão realizados com objetivo de (1) ressaltar as vantagens do modelo proposto em contrapartida com o modelo determinístico de preços de contratos futuros e de (2) extrair conclusões acerca da estratégia de cada tipo de agente de acordo com seu grau de aversão ao risco. As análises evidenciaram os benefícios do modelo proposto, dado pela métrica *Value of Stochastic Solution*. Outra conclusão é que consumidores aversos ao risco sempre buscam comprar sua demanda no mercado futuro neste instante; que agentes hidráulicos buscam negociar no mercado futuro a quantidade referente ao pior cenário de GSF e expor o excedente ao PLD; agentes eólicos ou solares visam se aproveitar de oportunidades de preços de contratos futuros com prêmio; que agentes com portfólios misturam estratégias dos ativos individuais, porém com estratégia semelhante ao ativo predominante.

Palavras-chave: Decisão sobre Incerteza. Mercado Futuro de Eletricidade. Programação Estocástica. Gestão de Risco.



## ABSTRACT

Risk management is of great importance for different players in the Brazilian Electricity Market, especially those in the ACL. This is emphasized by the inherent characteristic of the Brazilian electricity matrix, which is highly dependent on inflows due to Hydro Power Plants (HPP's) predominance and the interdependence among different HPP's assets arranged in the same river. This characteristic lead in past to a centralized management of resources and price formation. As a result, players seek ways to manage their financial flow through spot price forecasting ranging from days to years ahead, in order to support trading decisions between the forward market and the spot market. Given the complexity and challenges of this issue, the present work aims to more accurately model the decision-making process of an agent in the ACL within the electricity forward market. In this market, the agent can choose to trade now, await the evolution of future forward contract prices, or be exposed to the spot prices. To achieve this, a two-stage stochastic optimization problem is proposed, considering both the agent's generation or consumption projection for the analyzed horizon, as well as the projection of the spot prices (PLD) and Generation Scaling Factor (GSF). Additionally, the risk aversion metric Conditional Value at Risk will be evaluated. Case studies will be conducted with the objectives of (1) emphasizing the advantages of the proposed model compared to the deterministic one, and (2) drawing conclusions about the strategy of each type of player based on their risk aversion. The analyses will reveal the benefits of the proposed model, as indicated by the Value of Stochastic Solution metric. Another conclusion is that risk-averse consumers always seek to purchase their demand in the forward market as soon as possible; HPP's aim to negotiate in the forward market the figure related to the worst GSF scenario and expose the surplus to the spot prices; wind or solar generators seek to take advantage of premium forward contract price opportunities; players with mixed portfolios blend strategies of individual assets, but with a similar strategy to the predominant asset.

Keywords: Decision making under uncertainty. Electricity forward price. Stochastic programming. Risk management.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz do SIN - Dezembro/2023. Visão PMO Agosto/2023 . . . . .	22
Figura 2 – Matriz do SIN - Dezembro/2027. Visão PMO Agosto/2023 . . . . .	23
Figura 3 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN - Julho 2023 .	24
Figura 4 – Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024 . . . . .	25
Figura 5 – Dilema do Operador . . . . .	26
Figura 6 – Dilema do Gerador . . . . .	37
Figura 7 – Dilema do Consumidor ACL . . . . .	38
Figura 8 – Fluxograma do Processo de Decisão . . . . .	40
Figura 9 – Esquemático do Processo de Decisão . . . . .	40
Figura 10 – Curva de Permanência do PLD anual e do GSF anual . . . . .	48
Figura 11 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Consumidor . . . . .	49
Figura 12 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Consumidor . . . . .	50
Figura 13 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Consumidor . . . . .	50
Figura 14 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Consumidor . . . . .	51
Figura 15 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Gerador Hidráulico . . . . .	52
Figura 16 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Gerador Hidráulico .	52
Figura 17 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Gerador Hidráulico . . . . .	53
Figura 18 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Gerador Hidráulico . . .	53
Figura 19 – Curvas de Fronteira para diferentes graus de aversão ao risco para escolha do máximo negociável no mercado futuro de um Gerador Eólico . . . . .	55
Figura 20 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Gerador Eólico . . . . .	55
Figura 21 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Gerador Eólico . . . .	56
Figura 22 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Gerador Eólico . . . . .	56
Figura 23 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Gerador Eólico . . . . .	57
Figura 24 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Portfólio com Participação Igual . . . . .	59
Figura 25 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Portfólio com Participação Igual . . . . .	59
Figura 26 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Portfólio com Participação Igual . . . . .	60

Figura 27 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Portfólio com Participação Igual . . . . .	60
Figura 28 – Comparação do Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Participação Igual x Otimização Individualizada . . . . .	61
Figura 29 – Comparação do Lucro Esperado para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Participação Igual x Otimização Individualizada . . . . .	62
Figura 30 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Portfólio com Predominância Hidráulica . . . . .	62
Figura 31 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Portfólio com Predominância Hidráulica . . . . .	63
Figura 32 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Portfólio com Predominância Hidráulica . . . . .	63
Figura 33 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Portfólio com Predominância Hidráulica . . . . .	64
Figura 34 – Comparação do Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Predominância Hidráulica x Portfólio com Participação Igual . . . . .	65
Figura 35 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Portfólio com Predominância Eólica . . . . .	65
Figura 36 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Portfólio com Predominância Eólica . . . . .	66
Figura 37 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Portfólio com Predominância Eólica . . . . .	66
Figura 38 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Portfólio com Predominância Eólica . . . . .	67
Figura 39 – Comparação do Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Predominância Eólica x Portfólio com Participação Igual . . . . .	68

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Preço dos Combustíveis no Atacado e suas Produtibilidades . . . . .	34
Tabela 2 – Probabilidade da Distância Percorrida . . . . .	34
Tabela 3 – Preço dos Combustíveis no Varejo e suas Produtibilidades . . . . .	34
Tabela 4 – Resultados do Problema . . . . .	35
Tabela 5 – Cenários de Preços Futuros . . . . .	48
Tabela 6 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Consumidor . . . .	51
Tabela 7 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Gerador Hidráulico	54
Tabela 8 – Geração Média Mensal Estimada - Gerador Eólico . . . . .	54
Tabela 9 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Gerador Eólico . . .	57
Tabela 10 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Portfólio com Participação Igual . . . . .	61
Tabela 11 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Portfólio com Predomi- nância Hidráulica . . . . .	64
Tabela 12 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Portfólio com Predomi- nância Eólica . . . . .	67

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASG	Ambiental, Social, Governança
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CVaR	<i>Conditional value at risk</i>
CVU	Custo Variável de Operação
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EV	<i>Expected Value solution</i>
EVV	<i>Expected result of Expected Value solution</i>
FCF	Função de Custo Futuro
GF	Garantia Física
GSF	<i>Generating Scaling Factor</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
REE	Reservatório Equivalente de Energia
REN	Resolução Normativa
RP	<i>result of the Real Problem</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidroelétrica
VSS	<i>Value of stochastic solution</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>15</b>
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	15
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	16
1.3	MOTIVAÇÃO . . . . .	17
1.4	OBJETIVOS . . . . .	17
1.5	PUBLICAÇÃO DECORRENTE . . . . .	18
1.6	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO . . . . .	19
<b>2</b>	<b>SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO . . . . .</b>	<b>20</b>
2.1	INTRODUÇÃO . . . . .	20
2.2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO . . . . .	20
<b>2.2.1</b>	Estrutura do SEB . . . . .	20
<b>2.2.2</b>	Características do SEB . . . . .	22
2.3	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SIN . . . . .	25
2.4	MERCADO DE ENERGIA . . . . .	27
<b>2.4.1</b>	Formação de Preços . . . . .	28
<b>2.4.2</b>	Mercado Futuro de Energia . . . . .	28
<b>2.4.3</b>	Mecanismo de Realocação de Energia . . . . .	29
<b>2.4.4</b>	Gestão de Riscos . . . . .	30
<b>3</b>	<b>TOMADA DE DECISÃO SOBRE INCERTEZA . . . . .</b>	<b>31</b>
3.1	INTRODUÇÃO . . . . .	31
3.2	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DOIS-ESTÁGIOS . . . . .	31
<b>3.2.1</b>	Motivação e Modelagem Matemática . . . . .	31
<b>3.2.2</b>	Modelagem do Risco . . . . .	33
<b>3.2.3</b>	Exemplo de Aplicação Cotidiana . . . . .	34
<b>3.2.4</b>	<i>Value of Stochastic Solution (VSS)</i> . . . . .	36
3.3	AGENTE DO ACL E SEU DILEMA . . . . .	36
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .</b>	<b>39</b>
4.1	VISÃO GERAL DO PROCESSO DECISÓRIO . . . . .	39
4.2	METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .	39
4.3	MODELAGEM MATEMÁTICA . . . . .	41
<b>4.3.1</b>	Agente Consumidor . . . . .	42
<b>4.3.2</b>	Agente Hidráulico . . . . .	43
<b>4.3.3</b>	Agente Termoelétrico . . . . .	43
<b>4.3.4</b>	Agente Eólico ou Solar . . . . .	44
<b>4.3.5</b>	Agente com Portfólio . . . . .	44
<b>5</b>	<b>ESTUDOS DE CASOS . . . . .</b>	<b>47</b>
5.1	INTRODUÇÃO . . . . .	47

5.2	DADOS GERAIS . . . . .	47
5.3	RESULTADOS INDIVIDUALIZADOS . . . . .	49
5.3.1	Consumidor . . . . .	49
5.3.2	Gerador Hidráulico . . . . .	51
5.3.3	Gerador Eólico ou Solar . . . . .	53
5.4	RESULTADOS PORTFÓLIO . . . . .	57
5.4.1	Ativos Com Mesma Participação na Carteira . . . . .	58
5.4.2	Predominância de Ativos Hidráulicos . . . . .	60
5.4.3	Predominância de Ativos Eólicos ou Solares . . . . .	64
6	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>69</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	69
6.2	PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTUROS . . . . .	70
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>72</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A análise de risco é de fundamental importância para agentes econômicos das mais diversas áreas, não sendo diferente para os integrantes do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Os detentores de ativos no setor elétrico, além de consumidores e comercializadores, devem zelar por sua perfeita saúde financeira, casando maximização do lucro (ou minimização de custos) com boa gestão de perdas em cenários adversos.

Essa atividade é ainda mais desafiadora levando em consideração as características do Sistema Interligado Nacional. Por ser altamente renovável e com grande predominância hidráulica e de grandes reservatórios, o planejamento da expansão, a operação do sistema e o mercado de energia são altamente influenciados pela estocasticidade das afluições nas principais bacias do SIN. E como o setor elétrico é naturalmente um setor de grande importância socioeconômica para as nações, foi adotado para o SIN um modelo de operação centralizada dos reservatórios baseado em otimização estocástica com minimização dos custos operativos e grau de aversão ao risco condizente com a percepção dos agentes setoriais.

Desse modo, a operação dos ativos hidráulicos e térmicos, além do preço marginal da energia, são definidos por modelos matemáticos oficiais gerenciados pelos agentes setoriais e regido por regras bem definidas. Assim, os agentes do SEB detêm pouca ou nenhuma influência tanto na decisão de quando e como irá gerar energia quanto no preço de curto prazo dessa geração.

Logo, a análise de risco é de suma importância, principalmente para agentes participantes do Ambiente de Comercialização Livre (ACL). Diante de diversos produtos financeiros que ajudam a gerir o risco e garantir fluxo de caixa, os *players* do mercado podem negociar contratos futuros de energia para diferentes períodos de maturidade ou negociar energia próximo ao período de liquidação das diferenças.

Diante disso, o presente trabalho tem por objetivo modelar o processo de tomada de decisão dos diferentes agentes do SEB a fim de operar tanto no mercado futuro quanto no mercado *spot* visando a maximização dos lucros e a gestão de riscos.

Diferentemente do presente na literatura atual, a abordagem aqui proposta modela a incerteza e evolução dos preços do mercado futuro ao invés de modelar apenas o preço futuro vigente. Naturalmente, está presente no modelo a projeção do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e do *Generating Scaling Factor* (GSF) para o período de maturidade, de forma a se obter a maximização do lucro (ou minimização dos custos) de acordo com a aversão ao risco do agente.



## 1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na literatura, a análise de risco em relação ao mercado de energia comumente leva em consideração o agente varejista. Em [1], os autores propõem um método de *hedge* financeiro para um varejista com contratos de tarifa fixa. Com a exposição do seu portfólio às variações horárias de carga e dos preços do mercado *real time*, os autores propõem que o *hedge* seja feito por um modelo estocástico com períodos horários e que utiliza o *Value at Risk* VaR e o *COnditional Value at Risk* CVaR como métricas de risco. Já em [2], os autores visam maximizar o lucro de um varejista que conta com consumidores e geração renovável intermitente a partir de um modelo estocástico averso ao risco que define o *bid* de energia do *day ahead* assim como a participação dos seus consumidores no mercado de Resposta à Demanda. Os resultados mostraram que a participação no mercado de Resposta à Demanda eleva consideravelmente o lucro do agente varejista. Ademais, os autores em [3] criaram um modelo estocástico de dois-estágios e com o CVaR como métrica de risco que auxilia os varejistas a dividir seu portfólio entre contratos *forward* e *bids* no mercado *day ahead*. Os autores também analisaram como os varejistas poderiam vender a energia a seus consumidores: a tarifa única, tarifa por patamar de carga ou tarifa horária. Os resultados mostraram que o ideal é oferecer o tipo de contrato de acordo com o perfil de carga e de incerteza de cada consumidor. Note que apenas [3] considera contratos futuros, porém sem considerar sua volatilidade.

Com relação a agentes com geração intermitente, os autores em [4] mostraram que um agente com gerador eólico e com armazenamento de energia tem lucros maiores do que um agente apenas com armazenamento ou apenas com a geração renovável, já que esse agente pode ofertar ao mercado uma geração com menos incerteza e até com perfil mais desejado frente à projeção de preços horários, assim como tem a opção de ofertar no mercado de reserva para oferecer serviços ao sistema. Os autores utilizaram um modelo estocástico de dois-estágios e utilizaram o CVaR como métrica de risco. Em [5] os autores aplicaram o método de risco *downside risk constraints* para definir a operação de uma usina hidrelétrica reversível no mercado de energia. Já em [6], os autores propuseram um modelo estocástico de dois estágios com aversão ao risco para o processo de decisão de um agregador de energias renováveis que participa do mercado do dia seguinte (*day-ahead*). Esse modelo pode ser útil para o planejamento de diferentes fontes, possibilitando integrações.

Além da análise de risco no mercado de energia de diferentes agentes, outro aspecto importante é a expansão da geração considerando esses riscos. Em [7] os autores utilizam programação bilevel para auxiliar na tomada de decisão de um agente gerador que tem que decidir seu posicionamento no mercado futuro, sua exposição ao mercado *spot* e se deve ou não investir em uma nova unidade geradora. Resultados mostraram que se deve investir em uma nova unidade geradora e que o posicionamento no mercado *forward* depende

da oportunidade de arbitragem, que é limitada devido à competitividade em ambos os mercados. Em relação ao mercado de energia no Brasil, [8] aborda o problema de otimização de portfólio através de expansão da geração utilizando uma ou mais fontes renováveis e através da diversificação dos contratos entre o mercado livre e o regulado. Utilizando o CVaR como métrica de risco, os resultados mostraram que o portfólio composto por fontes complementares levam a maiores lucros e que agentes neutros ao risco buscam compor a carteira com mais contratos do mercado livre e agentes aversos ao risco tendem a fazê-lo com mais contratos do mercado regulado. No entanto, os trabalhos acima não consideram que o preço de contratos futuros podem evoluir, possuindo apenas um momento de negociação.

### 1.3 MOTIVAÇÃO

A motivação deste trabalho é auxiliar e modelar de forma mais assertiva o processo de decisão de um agente participante do ACL acerca da negociação no mercado futuro e exposição ao PLD.

Isso é necessário pois o agente gerador do SEB não é capaz de definir quanto nem quando irá gerar e nem a qual preço, problema este também enfrentado pelo agente consumidor (ver Capítulo 2.2). Logo, a análise de risco financeiro é de extrema importância para a garantia da saúde financeira dos agentes.

Diante dessa realidade, existem mecanismos que visam mitigar o risco, como: (1) leilões de energia nova que buscam garantir um fluxo de caixa aos novos ativos; (2) leilões de energia existente que visam contratar ativos já existentes; (3) um mercado futuro no qual os agentes do ACL negociam livremente quantidade e preço de blocos de energia para um período específico (maturidade). Este último é o principal mecanismo utilizado pelos agentes atualmente no mercado de energia brasileiro.

Assim, um agente pode mitigar sua exposição aos preços de curto prazo - incertos e de certa volatilidade - através da negociação de parte do seu portfólio no mercado de contratos futuros, que é conhecido e possui menos volatilidade.

Portanto, o modelo proposto considera que o preço dos contratos futuros para uma maturidade qualquer pode (e irá) evoluir em um segundo momento, adicionando uma incerteza no processo. Além disso, a projeção de PLD e GSF para o período em questão também é ponderada, sendo conjugada com a projeção subsequente de preços no mercado futuro.

### 1.4 OBJETIVOS

Tendo como foco um agente do ACL com um ou mais ativos de geração e/ou consumo, o objetivo do presente trabalho é modelar seu processo de decisão de gestão

do portfólio de ativos energéticos considerando que este agente pode (1) negociar energia livremente para um período  $\delta T$  no mercado futuro neste instante ou em um momento posterior quando este preços mudarem ou (2) se expor aos preços *spot* nesse mesmo período.

Assim, é proposto um problema de otimização estocástica de dois-estágios com aversão ao risco dada pela métrica *Conditional Value at Risk* (CVaR), no qual o agente visa maximizar seu lucro considerando três aspectos: (1) sua perspectiva de geração ou consumo; (2) a incerteza nos preços de contratos futuros; e (3) a incerteza do PLD e do GSF no horizonte de interesse.

A análise da metodologia proposta se dará contrapondo com a modelagem determinística dos preços futuros de energia através da métrica *Value of Stochastic Solution* (VSS). O VSS avalia o benefício da solução obtida através da modelagem estocástica dos preços futuros de energia em relação à solução obtida através da modelagem determinística desse parâmetro.

Adicionalmente, serão realizados extensivos estudos de caso para tipo de agente e agentes com portfólios com o objetivo de extrair conclusões acerca da melhor forma de tomada de decisão de cada tipo de agente. O grau de aversão ao risco do agente também será um importante parâmetro das análises.

Mais especificamente, os objetivos da presente dissertação são:

- Modelar mais assertivamente o processo de decisão de um agente participante do ACL entre negociar no mercado futuro agora ou em um momento posterior ou se expor ao PLD;
- Utilizar-se de um modelo de otimização estocástica de dois-estágios para obter a decisão ótima de negociação no mercado futuro neste instante;
- Evidenciar as vantagens do modelo proposto contra a modelagem determinística dos preços dos contratos futuros;
- Extrair conclusões acerca das estratégias de cada tipo de agente para cada nível de aversão ao risco.

## 1.5 PUBLICAÇÃO DECORRENTE

A presente dissertação resultou na seguinte publicação no periódico *Energies*:

- Arthur *et al.*, *Considering Forward Electricity Prices for a Hydro Power Plant Risk Analysis in the Brazilian Electricity Market* [9]

A diferença do presente trabalho em relação à publicação está no fato desta dissertação abordar não só o processo decisório de um agente hidráulico mas também

o processo de decisão de outros agentes do SEB, como consumidores, geradores eólicos, geradores solares e agentes que possuam um portfólio com mais de um tipo de fonte.

Ademais, esta dissertação busca identificar via uma extensiva análise de aversão ao risco como cada tipo de agente se comporta nos mercados futuro e *spot* e como a configuração de um portfólio influencia sua alocação de risco.

## 1.6 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A dissertação tem a seguinte estrutura: o Capítulo 2 discorre sobre o SEB, destacando suas características, sua estrutura, sua forma de operação e funcionamento do mercado; o Capítulo 3 trata de como é modelado matematicamente o processo de tomada de decisão sobre incerteza além de correlacionar o dia-a-dia de um agente participante do SEB com a teoria; já o Capítulo 4 traz o modelo matemático proposto pelo presente trabalho para cada um dos diferentes tipos de agentes do SEB além dos agentes com portfólio; o Capítulo 5 traz um extensivo conjunto de estudos de casos que buscam aprofundar o conhecimento sobre qual a melhor estratégia de cada tipo de agente; e finalmente o Capítulo 6 discursa sobre as principais conclusões do trabalho além de indicar possíveis trabalhos futuros.

## 2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

### 2.1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro é um dos mais complexos e diversos em fontes de energia do mundo. Devido a sua grande predominância de fontes renováveis, como hidráulica, eólica e solar, é extremamente dependente da disponibilidade dos recursos primários. Além disso, devido às dimensões continentais do país, o sistema de transmissão conecta as mais variadas regiões do país, transmitindo energia entre locais de geração e consumo e permitindo o desenvolvimento econômico.

Diante dessa grandiosa infraestrutura, a operação, planejamento e gestão do SIN cabe aos mais diversos agentes setoriais, de modo a garantir o suprimento constante de energia ao menor custo para os consumidores.

A parcela financeira do SEB também tem sua importância, já que garante os investimentos necessários para o setor. Assim, geradores buscam sempre melhores retornos pelo seu investimento, transmissoras visam a maior disponibilidade possível em seus ativos, consumidores visam energia constante ao menor custo e comercializadoras fornecem o serviço de liquidez financeira.

Assim, o objetivo deste capítulo é apresentar o SEB de forma geral, mostrando suas características, modo de gestão e funcionamento do mercado de energia, de modo a embasar o entendimento do assunto principal da dissertação.

O capítulo tem a seguinte estrutura: subcapítulo 2.2 evidencia a estrutura de governança e as características do SEB; o subcapítulo 2.3 explicita a forma de operação do SIN; e o subcapítulo 2.4 mostra como funciona o mercado de energia no país.

### 2.2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

#### 2.2.1 Estrutura do SEB

O Setor Elétrico Brasileiro tem sua estrutura atual definida pelas Leis N<sup>o</sup> 9.427/1996 [10], N<sup>o</sup> 9.648/1998 [11] e N<sup>o</sup> 10.848/2004 [12]. A partir delas foi realizado o processo de abertura do mercado e a criação dos principais agentes setoriais: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME). Além disso, foram definidos os tipos de agentes econômicos do setor e suas funções e prerrogativas.

Inicialmente, a ANEEL é responsável pela regulação e fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país, sempre de acordo

com as diretrizes do governo federal [10].

O ONS é o agente responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN e pelas atividades de previsão de carga e planejamento da operação do SISOL [11], [12]. Essas atividades são regidas por Procedimentos de Rede [13], que são regras que definem como o Operador deve gerir e realizar todas as suas atividades com o fim de atender seu propósito. Os Procedimentos de rede foram modernizados e constam com uma nova estrutura, definidas pela REN-ANEEL N<sup>o</sup> 903 [14].

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica, sendo integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres [12]. A CCEE também é responsável pela apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) dentre outras atribuições definidas no Decreto N<sup>o</sup> 5.177/2004 [15].

A EPE foi criada pelo Decreto N<sup>o</sup> 5.184/2004 [16] e autorizada pela Lei N<sup>o</sup> 10.847/2004 [17]. Tem por objetivo prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Em relação ao setor elétrico, tem por finalidade subsidiar leilões de contratação de energia nova e existente e de transmissão e também de elaborar estudos decenais de planejamento da expansão. O mais recente é o PDE 2031 [18].

Já o CMSE é um comitê vinculado ao MME que possui a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no Brasil [12], sendo composto pela ANEEL, ONS, EPE, CCEE, Agência Nacional do Petróleo e membros do governo federal. Tem por prerrogativa tomar medidas fora das regras de operação e planejamento do SEB caso haja risco em relação à segurança eletroenergética [19].

Os agentes econômicos são dos mais variados tipos [12]:

- geradores de energia, cujo objetivo é explorar economicamente os recursos naturais para geração de energia elétrica. Podem ser concessionárias e permissionárias de serviços de energia elétrica, autoprodutores ou produtores independentes.
- transmissoras e distribuidoras, que são aqueles que detêm a concessão ou permissão para a operação e implementação das redes de transmissão e cujo objetivo é manter a rede com maior disponibilidade possível e permitir o livre acesso a outros agentes.
- consumidores, que são os usuários da energia elétrica. A partir de janeiro de 2024 [20], podem ser considerados livres caso sejam atendidos em tensão igual ou superior a 2,3kV ou por sistema subterrâneo de distribuição, participando assim do Ambiente Livre de Comercialização (ACL). Caso contrário, são considerados regulados, pertencendo ao Ambiente Regulado de Comercialização (ACR).

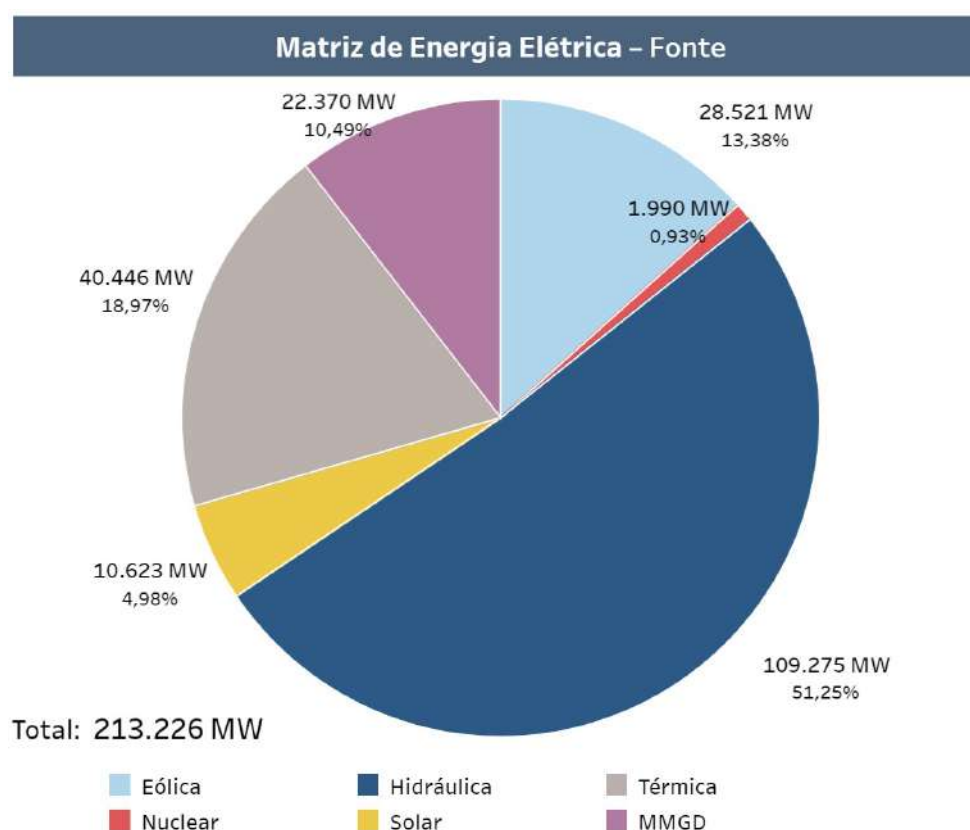
- comercializadores, que são intermediários na negociação de energia e visam fornecer liquidez ao mercado de eletricidade, reduzir *spreads* de preços de energia e representar consumidores.

Para maiores detalhes acerca da estrutura do setor elétrico, ver [21].

### 2.2.2 Características do SEB

O SEB é constituído majoritariamente por fontes renováveis de energia, como hidráulica, eólica e solar. A Figura 1 evidencia que 51,25% da matriz é composta por capacidade instalada hidráulica, a principal fonte do país, seguida pela térmica com 18,97%, eólica (13,38%), micro e mini geração distribuída (10,49%) e solar centralizada (3,94%).

Figura 1 – Matriz do SIN - Dezembro/2023. Visão PMO Agosto/2023

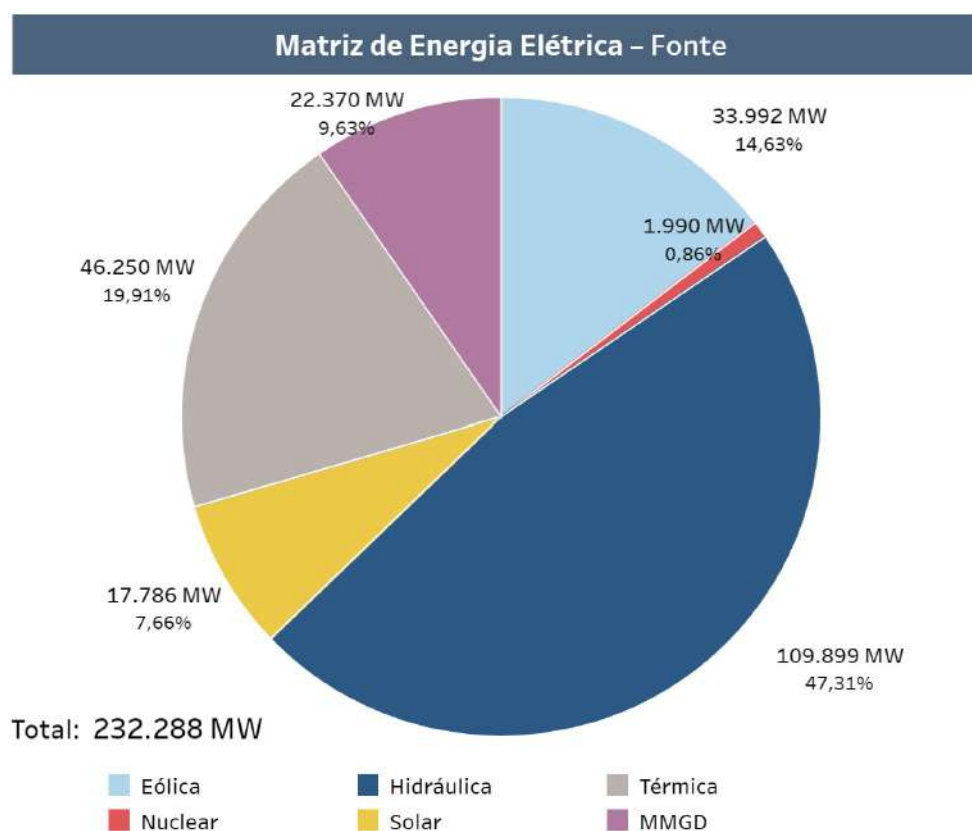


Fonte: Obtido em [22]

Essa configuração se alterará pouco com a projeção da matriz para final de 2027. A participação hidráulica irá reduzir para 47,31%, sendo substituída principalmente por fontes eólicas e solares.

Essa matriz elétrica possui dada diversidade devido à sua dispersão pelo país. A fonte hidráulica está dispersa por todo o país, com grandes reservatórios de regularização

Figura 2 – Matriz do SIN - Dezembro/2027. Visão PMO Agosto/2023



Fonte: Obtido em [22]

presentes no Centro-Sul e no Nordeste e grande aproveitamentos a fio d'água presentes na bacia Amazônica. A Figura 3 mostra como se distribuem as usinas hidráulicas pelas bacias, assim como os agentes detentores de cada ativo.

Já a fonte eólica está presente em maior parte na região Nordeste do país, com presença também no Rio Grande do Sul. A fonte solar centralizada está presente principalmente no Sudeste e Nordeste do país.

Um destaque é a grande participação da mini e micro geração distribuída, constituindo a quarta fonte do SIN. Esse tipo de geração está presente em todo o país e não é monitorada pelo ONS, sendo observada indiretamente pelo perfil de carga do SIN. Dada sua importância, o perfil de carga é severamente alterado em função das condições de temperatura e nebulosidade.

Com essa distribuição de fontes de energia elétrica pelo país, se torna necessário um sistema de transmissão robusto. A Figura 4 evidencia a rede básica nacional, que abrange quase todo o território visando integrar locais de geração e centros de consumo.

Com essa infraestrutura, o SIN possui características inerentes às suas principais fontes de energia, tais como:



- Segurança eletroenergética altamente influenciada pelo armazenamento de energia nos reservatórios, já que a fonte hidráulica é a principal responsável pelo atendimento da demanda tanto por energia quanto por potência.
- Grande influência das condições hidrológicas, nos quais grandes cheias nos principais reservatórios geram tranquilidade na operação e preços baixos e períodos prolongados de seca elevam preços e podem levar a racionamentos de energia.
- alta variabilidade da disponibilidade de geração ao longo do ano devido a grandes aproveitamentos hidráulicos a fio d'água na região amazônica e devido ao regime anual de ventos.
- alta variabilidade da disponibilidade de geração ao longo do dia, muito em função das fontes eólicas e solares, que apenas geram na presença da fonte primária.

Figura 3 – Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN - Julho 2023

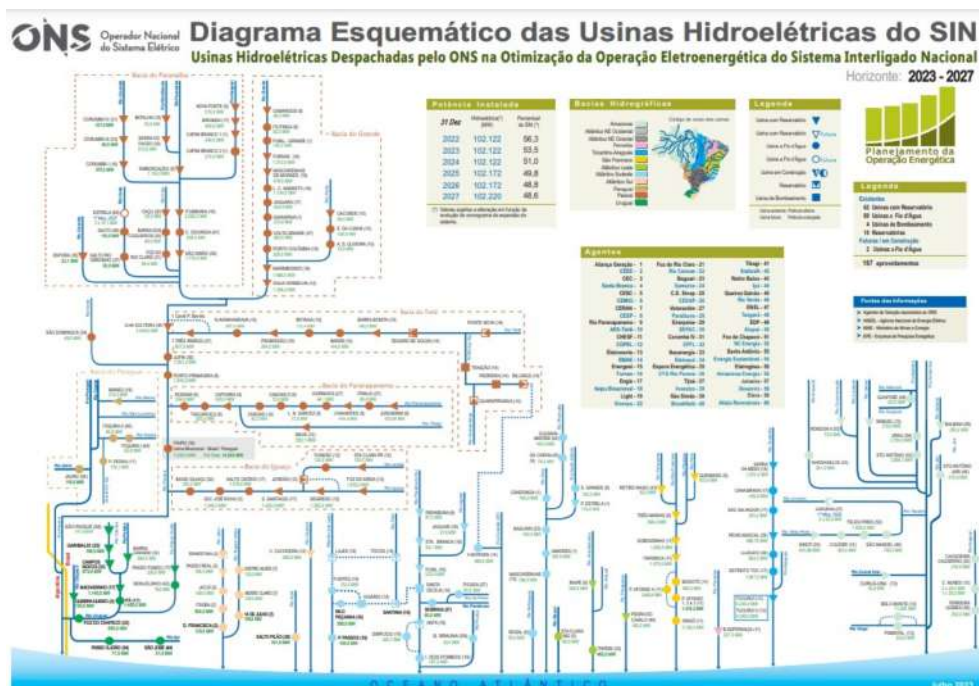
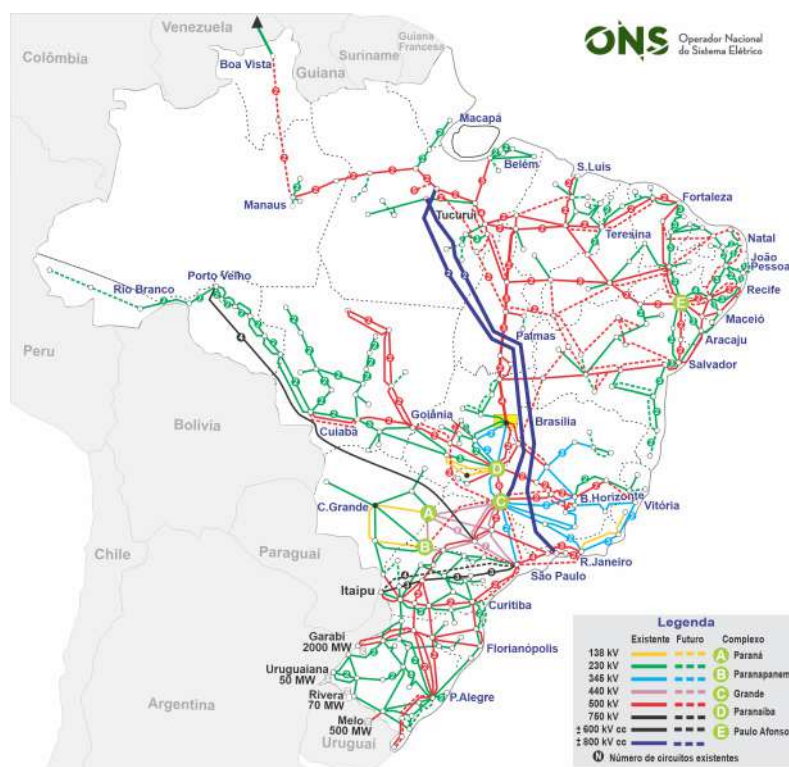


Figura 4 – Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024



Fonte: Obtido em [24]

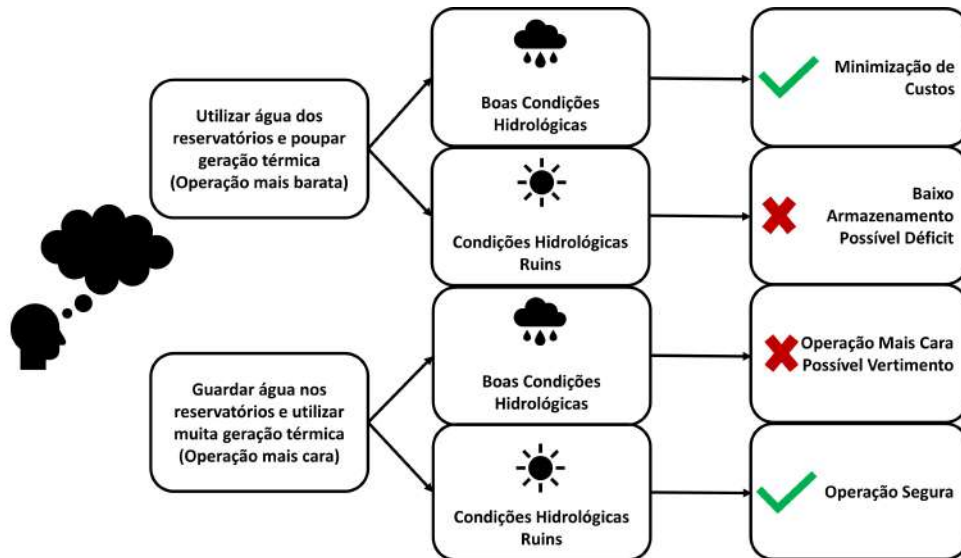
### 2.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SIN

Com uma matriz elétrica altamente dependente de recursos renováveis, a operação do SIN é feita de forma centralizada através da utilização de modelos matemáticos que visam atender a demanda minimizando o custo de operação. Esses modelos derão diretrizes ao ONS de quais fontes de energia e de quais unidades geradoras despachar, assim como as quantidades. Além disso, o preço *spot* também é obtido a partir desses modelos. A REN-ANEEL Nº 843/2019 [25] define as diretrizes, prazos e regras para esse procedimento.

A base para a operação dos recursos do SIN pode ser resumida no que se chama de Dilema do Operador, exposto na Figura 5. O Operador tem uma decisão a tomar neste instante, que é o nível de geração térmica e seus consequentes custos de operação. No entanto, sua decisão só será avaliada no futuro, quando as condições hidrológicas se verificarem. Assim, caso o Operador decida por uma operação mais barata agora e a afluência seja boa no futuro, este tomou a decisão mais econômica; porém, caso as condições hidrológicas sejam ruins, ele terá deplecionado os reservatórios e pode até se defrontar com um cenário de déficit energético. Por outro lado, caso o Operador decida por uma operação mais cara neste momento e as afluências sejam ruins, esta decisão de mostrou acertada por evitar o deplecionamento e garantir a segurança energética do sistema; porém, se as condições forem boas, a decisão levou a custos desnecessários aos

consumidores e pode levar ao desperdício (vertimento) de energia.

Figura 5 – Dilema do Operador



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

O ONS encara este tipo de problema todos os dias. Logo, a formulação matemática par este tipo de problema é via otimização estocástica multiestágios, resolvida pela metodologia da Programação Dinâmica Estocástica [26]. Esta formulação foi proposta para o planejamento da operação de sistema hidrotérmicos por [27] e possui uma gama de métodos de solução, como proposto em [28] e [29]. Um interessante tutorial pode ser obtido em [30].

Para definir a operação ótima do SIN, foi desenvolvido uma cadeia de modelos matemáticos [31], [32] focados em diferentes horizontes de tempo e com objetivos distintos: médio e longo prazo, curto prazo e curtíssimo prazo.

O modelo de médio e longo prazo até 5 anos a frente é o NEWAVE, que visa principalmente representar a incerteza na afluência às usinas hidroelétricas em estágios mensais. Porém, há perda na representação das UHEs: atualmente o modelo as representa via modelagem de Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs), evoluindo em 2024 para um modelo híbrido no qual a representação será individualizada para os primeiros 12 meses de estudo.

O NEWAVE tem como principal objetivo fornecer uma função de custo futuro (FCF) para o modelo de curto prazo DECOMP e também de servir como base para estudos de médio e longo prazo desenvolvidos pelos agentes setoriais e econômicos do setor.

Já o modelo de curto prazo é o DECOMP, que simula de forma semanal o primeiro mês e mês incompleto para o segundo mês. Este se utiliza da representação de UHEs individualizadas, com restrições hidráulicas e elétricas mais refinadas do que o NEWAVE.

A geração de cenários também considera previsões de modelos meteorológicos aliado a um modelo físico precipitação-vazão.

O DECOMP tem como objetivo refinar a FCF para o modelo de curtíssimo prazo DESSEM. Atualmente, como o DESSEM não gera resultados horários significativamente diferentes dos fornecidos pelo DECOMP, o DECOMP segue como principal gerador de insumos para estudos de projeção de preços.

Finalmente, o modelo de curtíssimo prazo é o DESSEM, que simula o dia seguinte em estágios semi-horários levando em conta o *unit commitment* térmico, a rede elétrica e as restrições de variação horária dos mais variados tipos. Como a simulação é para o próximo dia, o modelo é determinístico e não se considera a incerteza na afluência.

O DESSEM tem como objetivo definir o despacho térmico de cada meia-hora do dia e fornecer insumos para o Programa Diário de Produção (PDP) [13]. Como o DESSEM não possui *unit commitment* hidráulico, a operação de diversas UHEs podem cair em regiões proibidas, e o ponto de operação da rede pode não ser aquele dado pelo modelo.

O despacho térmico comandado pelo ONS é realizado para todas as termoeletricas que possuem Custo Variável Unitário (CVU) menor do que o Custo Marginal de Operação (CMO) de cada meia-hora do dia e por aquelas com ativação via *unit commitment* térmico. O CMO é o lagrangiano da equação de atendimento à demanda, e é dado pelos três modelos matemáticos. Como o SIN é dividido em 4 subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), há um CMO para cada meia-hora do dia para cada subsistema.

Já o despacho hidráulico é definido durante a realização do PDP, com base na política hidráulica, na avaliação de reserva operativa, nas condições de operação da rede elétrica.

O despacho eólico e solar é mandatório, podendo sofrer cortes em casos de restrições em fluxos de energia entre áreas e subsistemas [13].

## 2.4 MERCADO DE ENERGIA

Este subcapítulo traz uma breve discussão acerca do mercado de energia no Brasil e da gestão de risco dos agentes econômicos.

A seção **2.4.1** explicita como os preços *spot* são formados no Brasil e como é feita a liquidação financeira de cada agente; **2.4.2** mostra o que é e qual as premissas por trás do mercado futuro de energia; **2.4.3** evidencia o que é o MRE e porque é tão importante para os agentes hidráulicos; e **2.4.4** discute como cada agente se posiciona em função do desenho de mercado de energia nacional.

### 2.4.1 Formação de Preços

A formação de preços no país segue a REN-ANEEL N° 843/2019 [25]. Assim, após o cálculo do CMO semi-horário pelo Programa Mensal da Operação realizado diariamente pelo ONS, a CCEE adapta os *decks* dos modelos de acordo e calcula novos lagrangeanos (custo marginal) da equação de atendimento à demanda. O PLD é obtido de fato quando os limites regulatórios são impostos.

O PLD de todas as meia-horas é então utilizado como base para a liquidação financeira mensal dos agentes econômicos do SEB, que devem estar 100% cobertos quando esta ocorrer. Assim, o PLD é, de certa forma, uma âncora para negociação de contratos bilaterais de energia entre os agentes do ACL que ainda não estão totalmente cobertos.

Isso significa que os geradores devem ter contratos indicando que 100% da sua geração naquele mês foi vendida, que os consumidores devem ter 100% da demanda contratada e que os comercializadores devem ter a mesma quantidade de energia nos contratos de compra e venda.

Um ponto importante é que nem sempre a geração é a realmente verificada, como é o caso dos geradores hidráulicos. Esse tema é debatido na seção **2.4.3**.

Contudo, os agentes não deixam para negociar sua energia consumida ou gerada logo antes do período de liquidação: eles possuem contratos de médio ou longo prazo que garantem que estão com cobertura parcial ou total da sua demanda ou geração. Esses contratos são mecanismos financeiros de gestão de risco e são discutidos na seção **2.4.2**.

Para garantir que os contratos de médio e longo prazo não estão precificados além ou abaixo do seu valor, os agentes econômicos constantemente fazem projeções de preços desde semanas até anos à frente. Como o DESSEM ainda segue os preços definidos pelo DECOMP e como o DESSEM demanda maior esforço computacional e de tempo, os agentes realizam diversos estudos utilizando os modelos NEWAVE e DECOMP para realizar essas projeções. Esses estudos consideram a incerteza nas afluências, na demanda, em restrições modeladas, na oferta de energia, em novas regulamentações que irão ou não ser aplicadas no futuro.

Sendo uma das consequências da matriz renovável do SIN, esse exercício é dos pilares do setor de eletricidade, servindo não só para projeção de preços, mas também para avaliações das condições de atendimento de energia e potência do sistema a curto e médio prazos realizados pelos agentes setoriais como ONS e CCEE.

### 2.4.2 Mercado Futuro de Energia

O mercado de energia brasileiro não conta apenas com o mercado de curto prazo com o preço de energia próximo ao PLD. Como qualquer mercado financeiro maduro, há a presença de mercados futuros de energia que negociam energia para entrega em diferentes

horizontes no tempo. Esse horizonte no tempo é chamado de maturidade. Assim, é possível negociar energia para uma semana a frente no produto W+1, ou para o próximo trimestre no M+3, ou para o ano seguinte no produto A+1.

O objetivo do mercado futuro é fornecer uma proteção financeira para a volatilidade do PLD semi-horário, de forma a representar as expectativas dos diferentes atores do mercado para o preço *spot* nos mais variados horizontes de tempo.

Como indicativo para valorar esses contratos no mercado futuro, as contrapartes utilizam como base a curva *forward*, que define os preços da energia de acordo com a maturidade do produto. Na literatura, existem diferentes abordagens para o cálculo da curva forward conforme descrito em [33],[34]. Vale destacar que o presente trabalho não visa calcular a curva *forward*.

No entanto, a volatilidade também existe neste tipo de contratos, já que as incertezas acerca do PLD em determinado horizonte no tempo variam de acordo com conhecimento da situação do SIN após o término de um período úmido ou seco, surgimento de novas variáveis regulatórias, nova perspectiva de demanda e/ou oferta de energia.

### 2.4.3 Mecanismo de Realocação de Energia

Conforme destacado no subcapítulo anterior, o ONS opera o SIN através de modelos matemáticos, com a operação dos aproveitamentos hidráulicos sendo utilizado de forma otimizada de acordo com a política hidráulica. Como os agentes hidráulicos não tem controle da sua própria geração, foi idealizado um mecanismo que mitiga tanto essa característica quanto o risco hidrológico que o agente está exposto.

Assim, foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) [35], que realoca contabilmente a energia hidráulica de forma a transferir os excedentes dos agentes que geraram além da sua Garantia Física (GF) para aqueles que geraram abaixo. A GF das hidroelétricas é calculada pelo modelo SUIISHI considerando a performance de cada UHE na contribuição ao atendimento de uma carga crítica durante o período crítico do SIN.

Adicionalmente, defina-se o *Generating Scaling Factor* (GSF) como sendo a razão entre a geração hidráulica do MRE e a sua Garantia Física total. Esse fator representa a performance de geração hidráulica do MRE.

O GSF é calculado mensalmente e é utilizado pelos agentes hidráulicos para computar sua quota de geração no mês, bastando multiplicar por sua Garantia Física. Esse valor é o que um agente hidráulico deve considerar na contabilização financeira no mercado de curto prazo. Logo, a projeção do GSF passa a ser um parâmetro extra na análise de risco desses agentes.

#### 2.4.4 Gestão de Riscos

A gestão de risco, então, é um assunto de grande importância para os diferentes agentes econômicos do SEB. Com a incerteza quanto ao PLD, GSF, geração, demanda, a proteção através de mecanismos financeiros como contratos no mercado futuro é de imensa valia e muito visado pelos agentes.

Para um agente hidráulico, é necessária garantir o resultado financeiro ao mesmo tempo em que se deve projetar o PLD e o GSF para fazer uma boa precificação dos contratos futuros e tomar a decisão de alocação do portfólio.

Já para um agente eólico ou solar, a geração a se verificar é um parâmetro de certa consistência, principalmente a nível mensal. Logo, estes *players* buscam a melhor forma de aproveitar os preços dos contratos futuros para negociar sua energia ou se expor ao preço *spot*.

Para um consumidor, a demanda de energia é um parâmetro de certa forma conhecido. E, por ser geralmente um agente muito conservador no mercado de eletricidade, busca sempre comprar energia no mercado futuro a bom preços visando dar previsibilidade ao fluxo de caixa para um determinado horizonte de tempo.

O agente térmico geralmente busca projetar PLD com o objetivo de otimizar suas manutenções nas unidades geradoras e maximizar sua disponibilidade, já que sua receita depende disso.

Os comercializadores são os atores expostos aos maiores riscos, já que são puramente financeiros. No entanto, as oportunidades, assim como os riscos, são enormes. Um comercializador com boa gestão de risco e boa previsão de preços é capaz de conseguir ótimos resultados financeiros. O ponto de atenção cabe aos agentes setoriais monitorarem a situação destes agentes, de modo a evitar insolvências e caos no setor elétrico.

### 3 TOMADA DE DECISÃO SOBRE INCERTEZA

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Esse capítulo tem por objetivo apresentar a modelagem básica de programação estocástica dois-estágios, com exemplos simples para entedimento geral do problema, além de conectar essa modelagem com o dilema financeiro vivido por um agente do ACL. Dessa forma, busca-se entender o porquê da modelagem proposta nesta dissertação.

O primeiro tema será exposto no subcapítulo 3.2 enquanto que o segundo tema está no subcapítulo 3.3.

#### 3.2 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DOIS-ESTÁGIOS

A programação estocástica surgiu da necessidade de se modelar problemas matemáticos que envolvem tomadas de decisão ótimas sob incerteza [36]. A tomada de decisão pode ser um processo contínuo no tempo, no qual há a definição de estágios. Cada estágio define um momento no tempo no qual decisões são feitas e/ou incertezas desaparecem parcial ou completamente.

Assim, os modelos de programação estocástica podem ser de dois-estágios, de mais simples resolução, ou multi-estágios, que dependem de técnicas mais avançadas. Para mais informações sobre a solução deste tipo de problema, veja [37] e [38].

Para este trabalho, apenas a modelagem de problemas estocásticos dois-estágios será utilizada. Logo, será apresentada a ideia que embasa o modelo matemático (sua motivação), a modelagem em si, a introdução da análise de risco e alguns exemplos simples do cotidiano para auxiliar no melhor entendimento do tema.

##### 3.2.1 Motivação e Modelagem Matemática

Um problema de otimização sob incerteza de dois-estágios foi desenvolvido com o objetivo de se responder à seguinte pergunta prática: "qual a melhor decisão  $\mathbf{x}$  que eu faço agora que maximize meu lucro (ou minimize meus custos) sabendo que a incerteza  $\mathbf{W}$  só será revelada após minha escolha e que terei, em alguns cenários, que tomar medidas corretivas  $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w)$  em função do ocorrido  $\mathbf{W}(w)$ ".

Sendo que  $\mathbf{x}$  é a decisão ótima a ser tomada agora,  $\mathbf{W}$  é a representação da incerteza e  $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w)$  são as prováveis medidas corretivas (ou consequências) da ocorrência de um elemento  $\mathbf{W}(w)$  da incerteza.

Para esclarecer ainda mais, pode-se enumerar algum exemplos práticos do dia-a-dia:

- Imagine um cambista. Qual a melhor decisão de compra de entradas ( $\mathbf{x}$ ) para uma partida de futebol que maximize seu lucro sabendo que a venda desses ingressos é



incerta ( $\mathbf{W}$ )? Sabe-se que a não venda de ingressos ( $\mathbf{W}(w)$ ) acarreta em prejuízo total daquele tíquete ( $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w)$ ).

- Imagine um empresário do setor de transportes de cargas. Qual a melhor decisão de compra de combustível agora diretamente com a distribuidora atacadista ( $\mathbf{x}$ ) que minimize seu custo sabendo que o consumo da frota é incerta ( $\mathbf{W}$ ). Sabe-se que o combustível não consumido ( $\mathbf{W}(w_1)$ ) trará custos de armazenamento ( $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w_1)$ ) e que, na necessidade de mais combustível ( $\mathbf{W}(w_2)$ ), a compra será feita em distribuidoras varejistas, a um custo maior ( $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w_2)$ )?

Como pode-se observar, há dois tipos de variáveis no problema:  $\mathbf{x}$  que é a decisão tomada em um primeiro instante; e  $\mathbf{y}(\mathbf{x}, w)$  que é a medida corretiva em função da decisão  $\mathbf{x}$  e da ocorrência da incerteza  $\mathbf{W}(w)$ . Assim, pode-se definir os dois tipos de variáveis:

- Decisão do Primeiro-Estágio ou Decisão *Here-and-Now*: são as decisões tomadas antes da realização do processo estocástico (incerteza), sendo variáveis que não são função da incerteza.
- Decisão do Segundo-Estágio ou Decisão *Wait-and-See*: são as decisões realizadas após a realização do processo estocástico, sendo variáveis que são função tanto da decisão *Here-and-Now* quanto da realização da incerteza.

A formulação geral de um problema estocástico de dois estágios é apresentada a seguir [37], [39]:

$$\text{Max } c^T x + \varepsilon \{Q(w)\} \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (3.2)$$

$$x \in X \quad (3.3)$$

em que:

$$Q(w) = \left\{ \text{Max } q(w)^T y(w) \right. \quad (3.4)$$

$$\text{sujeito a : } T(w)x + W(w)y(w) = h(w) \quad (3.5)$$

$$\left. y(w) \in Y \quad \forall w \in \Omega \right\} \quad (3.6)$$

em que  $x$  e  $y(w)$  são as variáveis de decisão do primeiro e segundo estágio, respectivamente. Cada cenário é representado por  $\omega$ .  $c$ ,  $q(w)$ ,  $b$ ,  $h(w)$ ,  $A$ ,  $T(w)$  e  $W(w)$  são vetores e matrizes com coeficientes conhecidos. O problema (3.1)-(3.3), com exceção da parcela composta por  $Q(w)$ , pertence ao primeiro estágio. Já o problema (3.4)-(3.6) é referente ao

segundo estágio, o qual depende da decisão do primeiro estágio. O problema (3.1)-(3.6) pode ser formulado como seu equivalente determinístico [37]:

$$\text{Max } c^T x + \sum_{w \in \Omega} \pi(w) q(w)^T y(w) \quad (3.7)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (3.8)$$

$$T(w)x + W(w)y(w) = h(w), \quad \forall w \in \Omega \quad (3.9)$$

$$x \in X, \quad y(w) \in Y, \quad \forall w \in \Omega \quad (3.10)$$

em que  $\pi(w)$  é a probabilidade de ocorrência de cada cenário  $w$ .

### 3.2.2 Modelagem do Risco

Uma gestão de risco eficiente é muito importante para se ter controle das possíveis perdas em uma carteira de investimentos. Para tal, métricas de risco são essenciais. O CVaR - *Conditional Value at Risk* - é uma métrica de risco muito utilizada no mercado financeiro, que possibilita quantificar, na média, o risco a que se está sujeito em determinada carteira. É considerado uma métrica de risco coerente [40]. Dado  $\alpha \in (0,1)$ , o CVaR é definido como o valor esperado de lucro menor que o quantil- $(1-\alpha)$  de uma distribuição. Se todos os cenários forem equiprováveis, o CVaR é definido como o lucro esperado nos  $(1-\alpha) \cdot 100[\%]$  piores cenários [39]. A formulação do CVaR é apresentada a seguir e foi baseada em [6], [39]:

$$\text{Max } \eta - \frac{1}{1-\alpha} \cdot \sum_{w=1}^W \pi_w s_w \quad (3.11)$$

sujeito a:

$$\eta - (c^T x + q(w)^T y(w)) \leq s_w \quad \forall w \in \Omega \quad (3.12)$$

$$s_w \geq 0 \quad \forall w \in \Omega \quad (3.13)$$

em que  $\alpha$  é o nível de confiança,  $\eta$  e  $s_w$  são variáveis auxiliares.

O CVaR pode ser incluído no problema (3.7)-(3.10):

$$\text{Max } (1 - \beta) \cdot \left( c^T x + \sum_{w \in \Omega} \pi(w) q(w)^T y(w) \right) + \beta \cdot \left( \eta - \frac{1}{1-\alpha} \cdot \sum_{w=1}^W \pi_w s_w \right) \quad (3.14)$$

sujeito a: (3.9), (3.10), (3.12), (3.13).

Em que  $\beta \in (0,1)$  é denominado parâmetro de aversão ao risco, no qual  $\beta = 0$  refere-se ao problema neutro ao risco e  $\beta = 1$  representa aversão ao risco máxima.

### 3.2.3 Exemplo de Aplicação Cotidiana

Para clarificar a formulação matemática do problema estocástico de dois-estágios, propõe-se um exercício simples baseado em um dos problemas listados acima: o problema do empresário do setor de transporte de cargas.

O empresário, visando atender a toda a demanda de transporte de um mês (ainda desconhecida) ao menor custo, tem a opção de comprar combustível na distribuidora atacadista. Como os veículos são do tipo *flex*, o empresário pode adquirir dois tipos de combustíveis, que possuem custos e produtibilidades segundo Tabela 1:

Tabela 1 – Preço dos Combustíveis no Atacado e suas Produtibilidades

	Valor (R\$/l)	Produtibilidade (km/l)
Combustível 1	3,00	10
Combustível 2	5,00	15

A demanda de transporte do mês ainda é desconhecida devido à incerteza quanto a dois clientes (A e B), que podem ou não contratar os serviços. Sabendo disso, o empresário criou a Tabela 2 com a possível distância total de entrega e a probabilidade de cada cenário.

Tabela 2 – Probabilidade da Distância Percorrida

Cenário	Distância (km)	Probabilidade
Sem A nem B	500	0,5
Com apenas A	600	0,25
Com apenas B	650	0,15
Com A e B	750	0,1

Apesar da incerteza, o empresário pode adquirir combustível nas distribuidoras varejistas, porém não revender seu excedente. A Tabela 3 traz os preços de cada tipo de combustível no varejo. Vale ressaltar que não há problema em misturar os combustíveis.

Tabela 3 – Preço dos Combustíveis no Varejo e suas Produtibilidades

	Valor (R\$/l)	Produtibilidade (km/l)
Combustível 1	4,00	10
Combustível 2	5,90	15

Com os dados disponíveis, pode-se modelar como  $x_1$  e  $x_2$  os combustíveis do tipo 1 e 2, respectivamente, adquiridos no atacado e  $y_{1,n}$  e  $y_{2,n}$  os combustíveis do tipo 1 e 2, respectivamente, adquiridos no varejo no cenário  $n$ . Logo, o problema de otimização é o apresentado a seguir:

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{x_1, x_2, y_{1,1}, y_{2,1}, y_{1,2}, y_{2,2}, y_{1,3}, y_{2,3}, y_{1,4}, y_{2,4}} \\ & 3x_1 + 5x_2 + 0.5(4y_{1,1} + 6y_{2,1}) + 0.25(4y_{1,2} + 6y_{2,2}) + 0.15(4y_{1,3} + 6y_{2,3}) + 0.1(4y_{1,4} + 6y_{2,4}) \end{aligned} \quad (3.15)$$

sujeito a:

$$\frac{1}{10} \cdot x_1 + \frac{1}{15} \cdot x_2 + \frac{1}{10} \cdot y_{1,1} + \frac{1}{15} \cdot y_{2,1} = 500 \quad (3.16)$$

$$\frac{1}{10} \cdot x_1 + \frac{1}{15} \cdot x_2 + \frac{1}{10} \cdot y_{1,2} + \frac{1}{15} \cdot y_{2,2} = 600 \quad (3.17)$$

$$\frac{1}{10} \cdot x_1 + \frac{1}{15} \cdot x_2 + \frac{1}{10} \cdot y_{1,3} + \frac{1}{15} \cdot y_{2,3} = 650 \quad (3.18)$$

$$\frac{1}{10} \cdot x_1 + \frac{1}{15} \cdot x_2 + \frac{1}{10} \cdot y_{1,4} + \frac{1}{15} \cdot y_{2,4} = 750 \quad (3.19)$$

$$0 \leq x_1, x_2 \quad (3.20)$$

$$0 \leq y_{1,1}, y_{2,1}, y_{1,2}, y_{2,2}, y_{1,3}, y_{2,3}, y_{1,4}, y_{2,4} \quad (3.21)$$

A solução para este problema é comprar 50 litros do Combustível 1 (melhor custo-benefício no atacado) com a distribuidora atacadista, e depois comprar o mínimo possível de Combustível 2 (melhor custo-benefício no varejo) com a distribuidora varejista de acordo com o cenário. A Tabela 4 indica a quantidade adquirida em cada momento para cada cenário.

Tabela 4 – Resultados do Problema

Cenário	Atacado Comb. 1 (l)	Atacado Comb. 2 (l)	Varejo Comb 1 (l)	Varejo Comb 2 (l)
Sem A nem B	50	0	0	0
Com apenas A	50	0	0	20/3
Com apenas B	50	0	0	10
Com A e B	50	0	0	50/3

Esse resultado ocorre porque o empresário não pode revender o combustível, de forma que se busca adquirir combustível no atacado para o pior cenário e depois corrigir a decisão comprando no varejo à medida que os clientes A e B indicam se irão ou não contratar os serviços naquele mês.

Como os preços de combustível no varejo são maiores do que no atacado, o empresário pode buscar estratégias para influenciar seus clientes a decidirem o quanto antes possível o transporte, de modo a reduzir os custos com combustível.

### 3.2.4 Value of Stochastic Solution (VSS)

VSS é um método de cálculo do benefício de se modelar uma variável do problema de otimização de forma estocástica ao invés do seu equivalente determinístico ou valor esperado. Considerando o caso deste trabalho, o VSS calcularia o benefício de se modelar os cenários de preço de contratos futuros (evolução dos preços desse mercado) ao invés de simplesmente modelar o preço futuro como um cenário único já previamente conhecido, que é o usual na literatura.

Para um problema de minimização, o VSS é a diferença entre dois resultados - *Expected result of Expected Value solution* (EVV) e *result of the Real Problem* (RP) -, e quanto maior seu valor, maior o benefício:

- *Expected result of Expected Value solution* (EVV): O EVV é calculado em duas etapas. Primeiramente, modela-se a variável do problema como determinístico -, neste caso o preço futuro como cenário único - e obtêm seu resultado *Expected Value solution* (EV). Após, este resultado EV é aplicado no problema estocástico (o proposto na seção 4.3) e obtêm-se o resultado EVV da função objetivo. O EVV indica o quão ruim a decisão da variável modelada como determinística performa no problema estocástico mais próximo da realidade.
- *result of the Real Problem* (RP): o RP é o resultado do problema de otimização da seção 4.3, no qual se modela a variável-chave como estocástica - neste caso, os cenários de preço de contratos futuros.

Para mais detalhes, veja [41].

## 3.3 AGENTE DO ACL E SEU DILEMA

Um agente que participa do ACL no SEB também se defronta constantemente com o problema estocástico de dois-estágios. Como visto no Capítulo 2, um agente do SEB sempre é considerado um *price taker* e está sempre monitorando e avaliando cenários hidrológicos e expansão da oferta e demanda de modo a fazer as melhores projeções de PLD e GSF. E como o mercado brasileiro dispõe de um mercado futuro com certa liquidez para produtos de diferentes maturidades, o agente do ACL dispõe de decisões que podem ser tomadas em diferentes momentos no tempo.

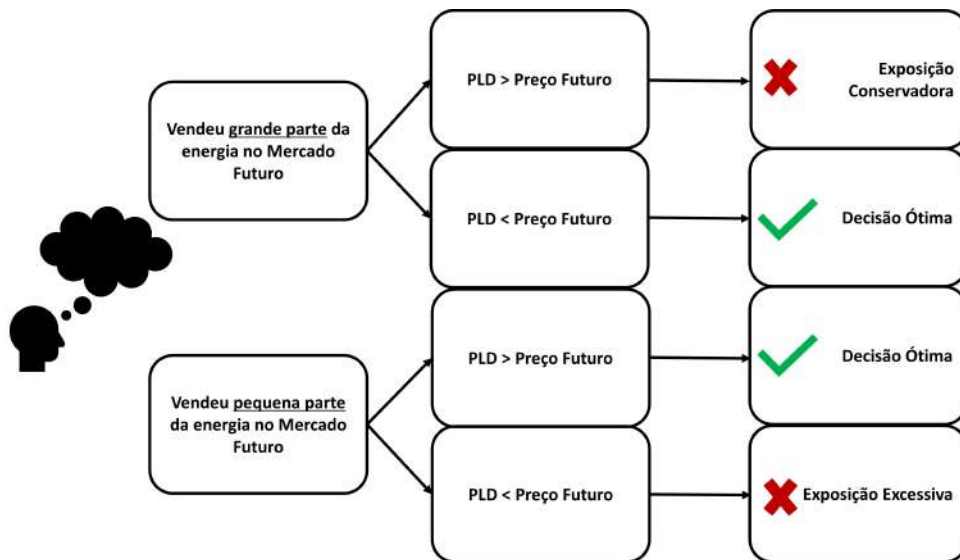
Assim, um agente eólico que deseja gerir de forma ótima seus ativos para o mês seguinte, por exemplo, pode negociar parte da geração prevista que ainda não está vendida a contrapartes no mercado futuro para o produto M+1 ou pode aguardar a liquidação desse mês e vender esse bloco de energia ao PLD médio verificado.

Note que neste exemplo o agente decide o bloco de energia negociável no mercado futuro para o produto M+1 antes da realização da incerteza, que é o PLD verificado de

fato. E depois vende o excedente (se tiver) de energia ao preço *spot*. Logo, a variável *Here-and-Now* é o bloco de energia negociado no mercado futuro e a variável *Wait-and-See* é o bloco de energia que ficou exposto ao PLD.

De forma semelhante ao Dilema do Operador (ver Figura 5), é possível construir o Dilema do Gerador e o Dilema do Consumidor ACL. Observando a Figura 6, nota-se que um gerador deve decidir a parcela de sua cota de energia negociada no mercado futuro e a avaliação da sua decisão será em função da verificação do PLD: caso este seja maior do que o preço futuro e o agente negociou boa parte do bloco de energia, a decisão foi conservadora, caso contrário foi ótima; já se o gerador negociou uma pequena parte do bloco de energia e o PLD foi superior, a decisão foi ótima, caso contrário o agente se expôs de forma excessiva.

Figura 6 – Dilema do Gerador



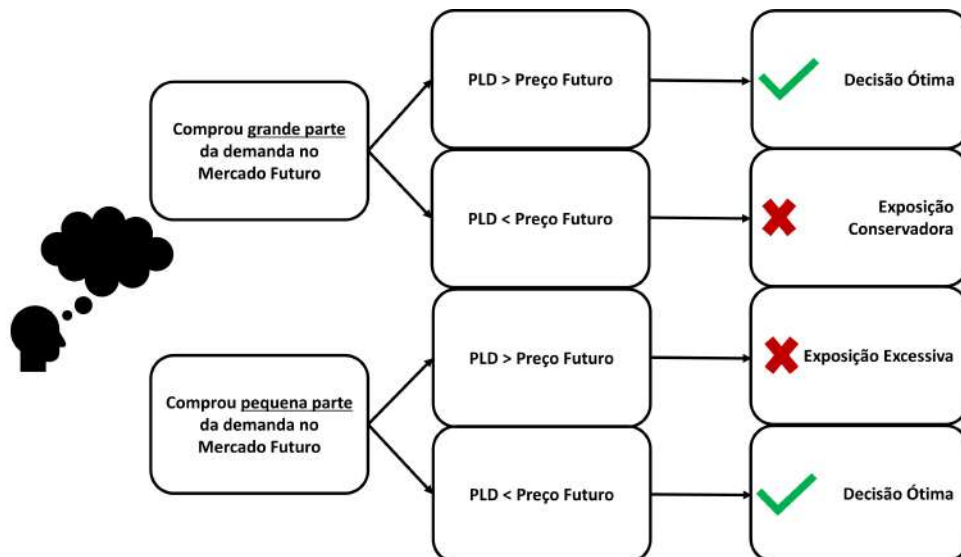
Fonte: Elaboração do Próprio Autor

De modo análogo, o consumidor ao comprar energia se beneficia dos movimentos contrários do PLD em relação ao estado ótimo do gerador, como destacado na Figura 7.

Mesmo que a tomada de decisão não tome proporções drásticas como no Dilema do Operador, erros constantes de análise podem levar a uma redução do lucro do agente, de modo a reduzir seu valor frente aos acionistas e proprietários, ou até mesmo ao constante prejuízo de forma a forçar sua recuperação judicial.

Portanto, uma boa análise de risco aliado à correta modelagem do problema e a um bom conjunto de cenários de PLD e GSF é essencial e de grande valor para os diversos agentes do SEB. Com essa motivação que o presente trabalho visa auxiliar nesse processo, de modo a aprimorar a representação do mercado futuro propondo um segundo momento de negociações no qual o preço futuro pode variar, impactando a decisão de negociação.

Figura 7 – Dilema do Consumidor ACL



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

### 4.1 VISÃO GERAL DO PROCESSO DECISÓRIO

Como descrito no Capítulo 2, um agente participante do ACL pode negociar energia livremente, desde que tenha garantias financeiras e/ou físicas de consumo ou geração. Essa negociação pode ocorrer pouco antes da liquidação, no qual é chamada de exposição ao PLD ou pode ocorrer antes da liquidação via mercado futuro. Neste último, pode-se negociar produtos de diferentes maturidades, isto é, a semanas, meses ou anos à frente.

Um aspecto importante da negociação em mercados futuros é sua característica de ser uma forma de aversão ao risco, já que se garante um fluxo de caixa para a compra ou venda de energia para um certo horizonte de tempo e limita a exposição ao PLD, que contém uma volatilidade inerente.

No entanto, a negociação de energia no mercado futuro não precisa necessariamente ocorrer no presente, já que os preços para uma determinada maturidade pode evoluir de acordo com as expectativas dos agentes em relação a regulação, ENA, oferta e demanda e também com o desenrolar das incertezas hidrológicas como intensidade do período úmido nas principais bacias do SIN.

Assim, um agente interessado na gestão de risco do seu portfólio deve casar contratos de energia no mercado forward com exposição ao PLD, de modo a maximizar seu lucro ao mesmo tempo que minimiza a exposição a cenários adversos.

Logo, o objetivo do trabalho é criar uma metodologia que modela o processo decisório de um agente do ACL, no qual ele pode negociar no mercado futuro agora ou em um futuro próximo ou até mesmo se expor ao PLD. A Figura 8 mostra o fluxo de decisão do agente. Note que modelar a incerteza tanto dos preços no mercado futuro quanto dos cenários de PLD e GSF é um aspecto extremamente importante.

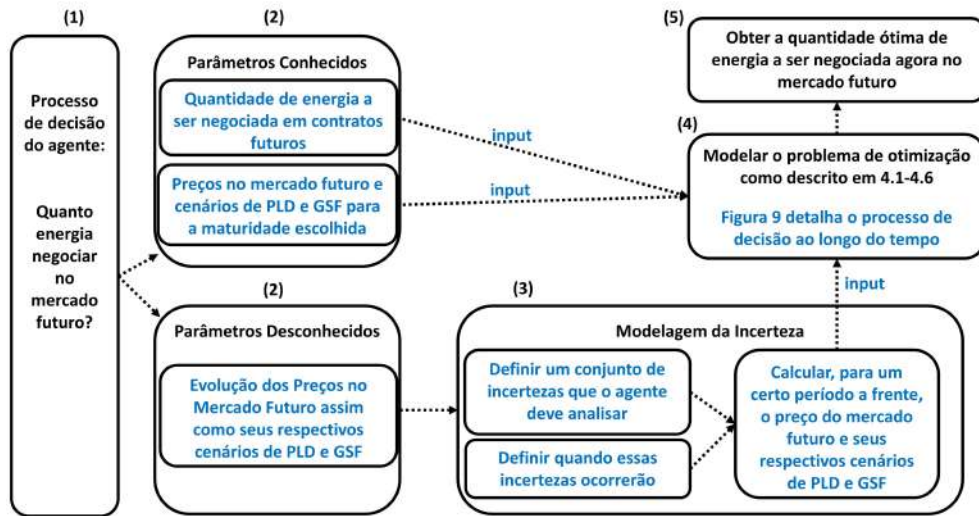
### 4.2 METODOLOGIA PROPOSTA

Ciente do processo de decisão do agente, pode-se modelá-lo matematicamente. Para este trabalho, é considerado uma maturidade de longo prazo, representada para o ano seguinte ( $A+1$ ). No entanto, cabe ressaltar que a maturidade é indiferente, desde que haja novos períodos para negociação de contratos de energia no mercado futuro.

A Figura 9 mostra o processo de decisão ao longo do tempo. Note que no primeiro estágio ( $n=1$ ) o agente possui pleno conhecimento do preço futuro de contratos  $A+1$  assim como possui um conjunto de cenários de PLD e GSF para esse horizonte. Contudo, o agente não precisa tomar sua decisão definitiva agora, podendo aguardar a evolução dos preços dos contratos  $A+1$  assim como a geração de novos cenários de PLD e GSF. Essa é a evolução proposta pelo trabalho.

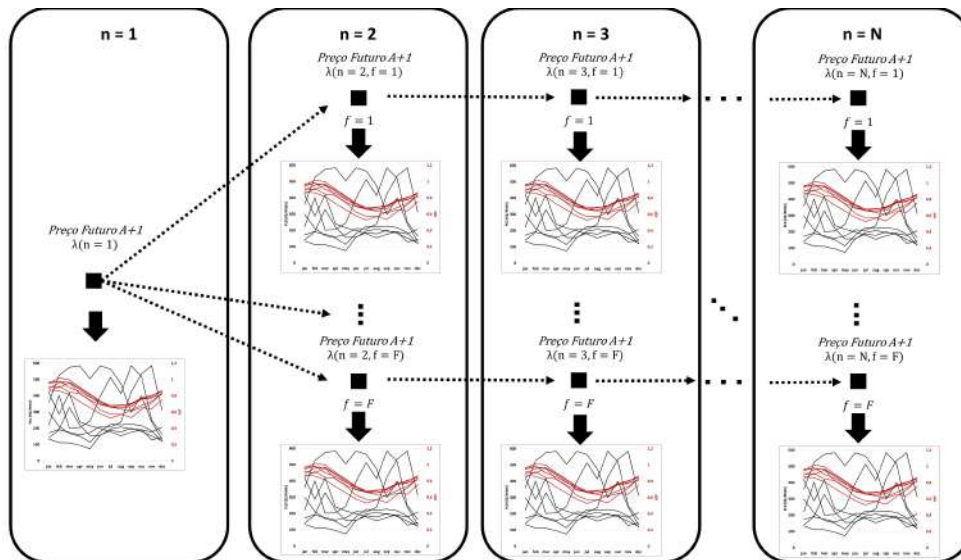


Figura 8 – Fluxograma do Processo de Decisão



Fonte: Traduzido de [9]

Figura 9 – Esquemático do Processo de Decisão



Fonte: Traduzido de [9]

Logo, o presente trabalho visa modelar essa evolução do preço dos contratos futuros, de modo a auxiliar o agente a tomar a melhor decisão no instante atual. Diante disso, o processo de decisão de negociação no mercado futuro pode ser modelado determinando os seguintes parâmetros:

1. Defina  $n = 1, \dots, N$  estágios de negociação de contratos futuros
2. Defina  $f = 1, \dots, F$  cenários de preços dos contratos futuros (evolução proposta)

3. Defina  $w = 1, \dots, W$  cenários de PLD e GSF para cada cenário de preço futuro  $f$
4. Calcule o lucro esperado considerando que a decisão em  $n = 1$  é a mesma para todos os cenários  $f$  (decisão *here-and-now*)

### 4.3 MODELAGEM MATEMÁTICA

A modelagem matemática depende do tipo de agente considerado, i.e., consumidor, gerador hidráulico, gerador eólico ou solar, gerador termoelétrico. Entretanto, a base da formulação é a mesma. Logo, será inicialmente apresentada a abordagem geral e depois será apresentada a diferenciação para cada tipo de agente.

Portanto, o modelo proposto neste artigo de consideração da incerteza dos preços futuros no processo de decisão de um agente do ACL pode ser escrito como (com metodologia CVaR):

$$\begin{aligned} \text{Max}(1 - \beta) \cdot \left( \sum_{f=1}^F \pi_f \cdot \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \lambda_{f,n} x_{f,n} + \sum_{f=1}^F \pi_f \cdot \sum_{w=1}^W \pi'_{f,w} \cdot \sum_{t=1}^T y_{f,w,t} \right) + \\ + \beta \cdot \left( \eta - \frac{1}{1 - \alpha} \cdot \sum_{f=1}^F \sum_{w=1}^W \pi_f \pi'_{f,w} s_{f,w} \right) \end{aligned} \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} y_{f,w,t} = \text{PLD}_{f,w,t} \cdot (\text{EnergiaLiq}_{w,t} - \sum_{n=1}^N x_{f,n}) \\ f = 1, \dots, F, \quad t = 1, \dots, T, \quad w = 1, \dots, W \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$x_{f=1,n=1} = x_{f=2,n=1} = \dots = x_{f=F,n=1} \quad (4.3)$$

$$0 \leq \sum_{n=1}^N x_{f,n} \leq \text{CFMax}, \quad f = 1, \dots, F \quad (4.4)$$

$$\eta - \left( \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \lambda_{f,n} x_{f,n} + \sum_{t=1}^T y_{f,w,t} \right) \leq s_{f,w}, \quad f = 1, \dots, F, \quad w = 1, \dots, W \quad (4.5)$$

$$s_{f,w} \geq 0, \quad f = 1, \dots, F, \quad w = 1, \dots, W \quad (4.6)$$

em que:

- $\pi_f$  é a probabilidade de ocorrer o cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward* (evolução proposta)
- $\pi'_{f,w}$  é a probabilidade de ocorrer o cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*

- $\lambda_{f,n}$  é o preço *forward* do cenário  $f = 1, \dots, F$  no instante  $n = 1, \dots, N$
- $x_{f,n}$  é a energia vendida no contrato *forward* do cenário  $f = 1, \dots, F$  no instante  $n = 1, \dots, N$
- $y_{f,w,t}$  é a receita do mercado de curto prazo no instante  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*
- $PLD_{f,w,t}$  é o PLD no mês  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*
- $EnergiaLiq_{w,t}$  é quanto de energia líquida que o agente, ou seu portfólio, gerou ( $> 0$ ) ou consumiu ( $< 0$ ) no mês  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs
- $CFMax$  é a máxima energia em contrato futuro que o agente está disposto a negociar
- $\eta$  é uma variável auxiliar da metodologia CVaR
- $s_{f,w}$  é uma variável auxiliar da metodologia CVaR

A função objetivo (4.1) representa a receita da negociação de energia em contratos de longo prazo e no MCP. A receita do MCP é definida na equação (4.2) conforme descrito anteriormente. A equação (4.3) indica que a decisão do primeiro estágio de negociação de energia em contratos futuros seja igual para todos os cenários de preço *forward*. Já a equação (4.4) limita a negociação de energia de cada cenário de preço futuro à máxima energia em contrato futuro que o agente está disposto a negociar. As equações (4.5) e (4.6) se referem à metodologia do CVaR.

#### 4.3.1 Agente Consumidor

Para o agente consumidor, a  $EnergiaLiq_{w,t}$  representa seu consumo no mês  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs. Como a energia negociada é comprada, a receita é negativa. Logo, para manter a variável  $x_{f,n}$  positiva, é necessário adaptar apenas a função objetivo do problema 4.1 e a equação auxiliar do CVaR em 4.5. Logo, o problema tem como função objetivo:

$$\begin{aligned}
 Max(1 - \beta) \cdot \left( \sum_{f=1}^F \pi_f \cdot \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T -\lambda_{f,n} x_{f,n} + \sum_{f=1}^F \pi_f \cdot \sum_{w=1}^W \pi'_{f,w} \cdot \sum_{t=1}^T -y_{f,w,t} \right) + \\
 + \beta \cdot \left( \eta - \frac{1}{1 - \alpha} \cdot \sum_{f=1}^F \sum_{w=1}^W \pi_f \pi'_{f,w} s_{f,w} \right) \quad (4.7)
 \end{aligned}$$

Sujeito à 4.2, 4.3, 4.6 e a 4.8 e 4.9:

$$0 \leq \sum_{n=1}^N x_{f,n} \leq Demanda, \quad f = 1, \dots, F \quad (4.8)$$

$$\eta - \left( \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T -\lambda_{f,n} x_{f,n} - \sum_{t=1}^T y_{f,w,t} \right) \leq s_{f,w}, \quad f = 1, \dots, F, \quad w = 1, \dots, W \quad (4.9)$$

Note que a máxima energia em contrato futuro que o agente está disposto a negociar é sua demanda (adaptação da equação 4.4).

### 4.3.2 Agente Hidráulico

Para o agente hidráulico, a  $EnergiaLiq_{w,t}$  representa sua geração ajustada ao Mecanismo de Realocação de Energia, que é dada pelo produto entre sua Garantia Física GF e pelo  $GSF_{f,w,t}$ , que é o GSF no mês  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços futuros. Portanto, é necessário adaptar a equação 4.2.

Além disso, a máxima energia em contrato futuro que o agente está disposto a negociar é sua garantia física (adaptação da equação 4.4).

Assim, o problema de otimização tem como função objetivo a equação 4.1 sujeito às equações 4.3, 4.5, 4.6 e a 4.10 e 4.11:

$$y_{f,w,t} = PLD_{f,w,t} \cdot (GSF_{f,w,t} \cdot GF - \sum_{n=1}^N x_{f,n})$$

$$f = 1, \dots, F, \quad t = 1, \dots, T, \quad w = 1, \dots, W \quad (4.10)$$

$$0 \leq \sum_{n=1}^N x_{f,n} \leq GF, \quad f = 1, \dots, F \quad (4.11)$$

### 4.3.3 Agente Termoelétrico

Para o agente termoelétrico, a  $EnergiaLiq_{w,t}$  representa sua expectativa de geração média para cada mês do ano A+1 dada por  $geracao_t$ . No entanto, sua geração depende do PLD do mês: se o PLD for maior ou igual ao seu CVU, a geração será igual a sua disponibilidade ( $GTMax_t$ ); ou será sua geração mínima ( $GTMin_t$ ), caso contrário. Portanto, é necessário adaptar a equação 4.2 e inserir uma restrição adicional.

Assim, o problema de otimização tem como função objetivo a equação 4.1 sujeito às equações 4.3, 4.4, 4.5, 4.1 e às equações 4.12 e 4.13 :

$$y_{f,w,t} = PLD_{f,w,t} \cdot (geracao_t - \sum_{n=1}^N x_{f,n})$$

$$f = 1, \dots, F, \quad t = 1, \dots, T, \quad w = 1, \dots, W \quad (4.12)$$

$$geracao_t = \begin{cases} GTMax_t & \text{se } PLD \geq CVU \\ GTMin_t & \text{se } PLD < CVU \end{cases} \quad (4.13)$$

#### 4.3.4 Agente Eólico ou Solar

Para o agente eólico ou solar, a  $EnergiaLiq_{w,t}$  representa sua expectativa de geração média para cada mês do ano A+1 dada por  $geracao_t$ . Portanto, é necessário adaptar a equação 4.2.

Além disso, a máxima energia em contrato futuro que o agente está disposto a negociar é variável, já que a geração mensal dentro de um ano varia. Esse será um objeto de estudo no capítulo 5 e não será necessária uma adaptação da equação 4.4.

Assim, o problema de otimização tem como função objetivo a equação 4.1 sujeito às equações 4.3, 4.4, 4.5, 4.1 e a 4.14:

$$y_{f,w,t} = PLD_{f,w,t} \cdot (geracao_t - \sum_{n=1}^N x_{f,n})$$

$$f = 1, \dots, F, \quad t = 1, \dots, T, \quad w = 1, \dots, W \quad (4.14)$$

#### 4.3.5 Agente com Portfólio

O agente também pode possuir mais de uma fonte de geração e até consumidores. Quando este último está presente no portfólio, geralmente já possui contrato de compra e venda dentro dos próprios ativos da carteira.

Assim, a modelagem apresentada neste trabalho considera a presença de ativos renováveis de geração hidráulica e eólica ou solar. Não será incluído agentes térmicos devido à agenda mundial ASG (Ambiental, Social, Governança), no qual diversos agentes visam desvincular essa fonte de energia da sua marca na busca de angariar consumidores e valorizar a empresa.

Como é necessária a reescrita de diversas equações do problema 4.1-4.6 além da adição de outras restrições, optou-se pela reescrita completa do problema de otimização.

A modelagem é dada a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Max}(1 - \beta) \cdot \left( \sum_{f=1}^F \pi_f \cdot \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \lambda_{f,n} (xhidr_{f,n} + xeoso_{f,n}) + \sum_{f=1}^F \pi_f \cdot \sum_{w=1}^W \pi'_{f,w} \cdot \sum_{t=1}^T y_{f,w,t} \right) + \\ + \beta \cdot \left( \eta - \frac{1}{1 - \alpha} \cdot \sum_{f=1}^F \sum_{w=1}^W \pi_f \pi'_{f,w} s_{f,w} \right) \end{aligned} \quad (4.15)$$

sujeito a:

$$\begin{aligned} y_{f,w,t} = PLD_{f,w,t} \cdot ((geracao_t - \sum_{n=1}^N xeoso_{f,n}) + (GSF_{f,w,t} \cdot GF - \sum_{n=1}^N xhidr_{f,n})) \\ f = 1, \dots, F, t = 1, \dots, T, w = 1, \dots, W \end{aligned} \quad (4.16)$$

$$x_{f=1,n=1} = x_{f=2,n=1} = \dots = x_{f=F,n=1} \quad (4.17)$$

$$0 \leq \sum_{n=1}^N (xhidr_{f,n} + xeoso_{f,n}) \leq CFMaxTot, f = 1, \dots, F \quad (4.18)$$

$$0 \leq \sum_{n=1}^N xeoso_{f,n} \leq CFMax, f = 1, \dots, F \quad (4.19)$$

$$0 \leq \sum_{n=1}^N xhidr_{f,n} \leq GF, f = 1, \dots, F \quad (4.20)$$

$$\eta - \left( \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \lambda_{f,n} (xhidr_{f,n} + xeoso_{f,n}) + \sum_{t=1}^T y_{f,w,t} \right) \leq s_{f,w}, f = 1, \dots, F, w = 1, \dots, W \quad (4.21)$$

$$s_{f,w} \geq 0, f = 1, \dots, F, w = 1, \dots, W \quad (4.22)$$

em que:

- $\pi_f$  é a probabilidade de ocorrer o cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*
- $\pi'_{f,w}$  é a probabilidade de ocorrer o cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*
- $\lambda_{f,n}$  é o preço *forward* do cenário  $f = 1, \dots, F$  no instante  $n = 1, \dots, N$
- $xhidr_{f,n}$  é a energia hidráulica vendida no contrato futuro do cenário  $f = 1, \dots, F$  no instante  $n = 1, \dots, N$
- $xeoso_{f,n}$  é a energia eólica e/ou solar vendida no contrato futuro do cenário  $f = 1, \dots, F$  no instante  $n = 1, \dots, N$
- $y_{f,w,t}$  é a receita do mercado de curto prazo no instante  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*

- $PLD_{f,w,t}$  é o PLD no mês  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*
- $geracao_t$  é a expectativa de geração eólica ou solar do agente no mês  $t = 1, \dots, T$
- $GSF_{f,w,t}$  é o GSF no mês  $t = 1, \dots, T$  do cenário  $w = 1, \dots, W$  de PLDs do cenário  $f = 1, \dots, F$  de preços *forward*
- $GF$  é a garantia física dos ativos hidráulicos
- $CFMaxTot$  é a máxima energia total em contrato futuro que o agente está disposto a negociar
- $CFMax$  é a máxima energia eólica ou solar em contrato futuro que o agente está disposto a negociar
- $\eta$  é uma variável auxiliar da metodologia CVaR
- $s_{f,w}$  é uma variável auxiliar da metodologia CVaR

## 5 ESTUDOS DE CASOS

### 5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados alguns estudos de caso utilizando a metodologia proposta. O estudo considera a possibilidade de negociação de contratos futuros para o período A+1 em dois estágios: agora (primeiro estágio), no qual o preço do produto é conhecido; e após a realização de determinada incerteza (segundo estágio) no qual o preço do produto A+1 pode variar e será representado por cenários. Para cada estágio e cenário de preço futuro, há um conjunto mensal de cenários de PLD e GSF. O objetivo é maximizar o lucro considerando a métrica de aversão ao risco CVaR.

O modelo foi implementado no software GAMS e simulado para dois casos: preço *forward* determinístico em 207,00 R\$/MWh ou estocástico com cenários conforme Tabela 5. Para ambos os casos, foi aplicado a métrica CVaR para o quantil  $(1 - \alpha) = 10\%$  piores cenários para diferentes níveis de aversão ao risco ( $\beta$ ).

Os resultados serão apresentados, para cada caso, mostrando a porcentagem do portfólio negociado no primeiro e segundo estágios, além da fronteira eficiente, que correlaciona o lucro esperado com o  $CVaR_{90\%}$  para diferentes graus de aversão ao risco e é uma forma visual de apoio à decisão frente ao risco. Ademais, a modelagem estocástica dos preços de contratos futuros será avaliada a partir da métrica *Value of Stochastic Solution* (VSS), ressaltando a vantagem e os benefícios da abordagem proposta contra o modelo determinístico.

O VSS, para um problema de maximização, é definido através da diferença entre o valor ótimo da solução estocástica (RP) e o valor da função objetivo da aplicação da solução do caso determinístico no problema estocástico (EEV). Para maiores detalhes, veja a seção **3.2.4**.

Os subcapítulos a seguir estão divididos da seguinte forma: 5.2 tem por objetivo um melhor detalhamento dos cenários de PLD e GSF e dos cenários de preço futuro; 5.3 apresenta resultados e conclusões acerca da simulação individual de cada tipo de agente; e 5.4 evidencia os resultados e conclusões acerca da análise de agentes com portfólios.

### 5.2 DADOS GERAIS

Os cenários de PLD e GSF foram obtidos a partir de estudos de médio prazo (até 5 anos à frente) de estágios mensais realizados através dos modelos oficiais, prática usual no SEB. Os estudos de médio prazo focam na incerteza da afluência aos reservatórios, principal *driver* dos preços nesse horizonte mais alongado.

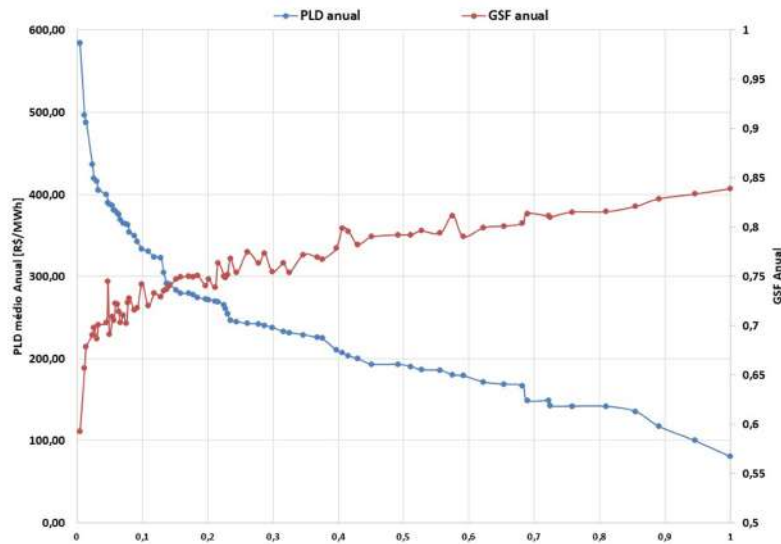
A partir desse conjunto de dados, foram clusterizados 75 cenários de PLD e GSF para cada um dos 12 meses do segundo ano de estudo, de modo a avaliar o mercado de



energia para a maturidade A+1 (ano seguinte). Sem perda de generalização, estes dados serão válidos para todos os cenários de preço negociados no mercado futuro.

A Figura 10 mostra a curva de permanência do valor médio anual de PLD e GSF para todos os cenários. Os cenários de GSF são respectivos à cada ponto da curva de permanência. O PLD médio anual é de 207,00 R\$/MWh.

Figura 10 – Curva de Permanência do PLD anual e do GSF anual



Fonte: Traduzido de [9]

Conforme descrito no capítulo 2, existem metodologias específicas para o cálculo do preço de contratos futuros, entretanto este não é o objetivo principal deste trabalho. Assim, será considerado que o preço futuro negociado no momento atual (primeiro estágio) será igual ao PLD anual médio dos cenários, 207,00 R\$/MWh. Para o segundo estágio, será considerada uma distribuição normal de média 0 R\$/MWh e desvio padrão 20,70 R\$/MWh (10%). A Tabela 5 mostra os cenários de preço *forward*. Vale destacar que a modelagem em cenários dos preços dos contratos futuros que é a contribuição do presente trabalho.

Tabela 5 – Cenários de Preços Futuros

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Preço Futuro Estágio 1(R\$/MWh)	207,00	207,00	207,00	207,00	207,00
Preço Futuro Estágio 2(R\$/MWh)	165,00	186,00	207,00	228,00	249,00
Probabilidade	0,09070	0,23863	0,34134	0,23863	0,09070

Os demais dados necessários são apenas referentes ao consumo ou geração mensal e ao limite de negociação que o agente está disposto a realizar no mercado futuro. Estes

dados são variáveis de acordo com o objetivo do estudo de caso do tipo de agente e serão apresentados nos subcapítulos 5.3 e 5.4 em suas respectivas seções.

### 5.3 RESULTADOS INDIVIDUALIZADOS

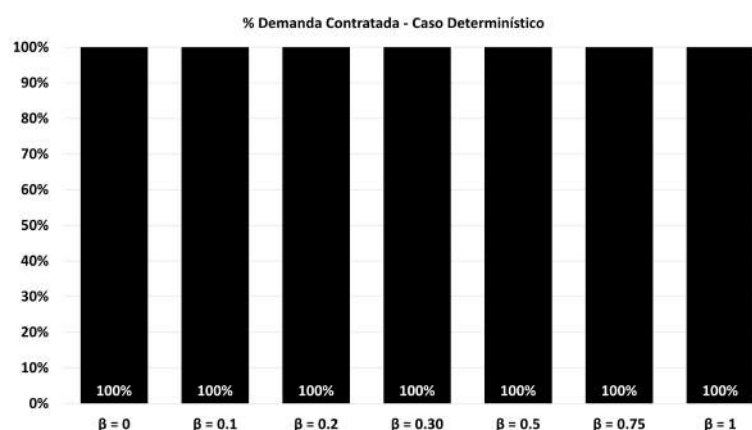
Primeiramente, serão apresentados estudos de casos para cada tipo de agente individualmente: consumidor, gerador hidráulico e gerador eólico ou solar. O objetivo deste subcapítulo é obter uma maior clareza de como cada tipo de agente se comporta na negociação nos mercados futuros.

#### 5.3.1 Consumidor

Para o agente consumidor, foi considerada uma carga anual *flat* de 100MW com limite máximo de negociação no mercado futuro de 100MW. Cabe ressaltar que o valor da carga não influencia o resultado em relação à razão do máximo negociável, desde que o máximo esteja alinhado com a demanda. Logo, os resultados apresentados estão em percentual da demanda média anual.

Para o caso determinístico, a decisão é comprar toda a energia necessária para atender a demanda independentemente do grau de aversão ao risco. Neste caso, a Curva de Fronteira é uma constante, sem necessidade de uma avaliação mais aprofundada. Ambos os resultados estão respectivamente nas Figuras 11 e 12.

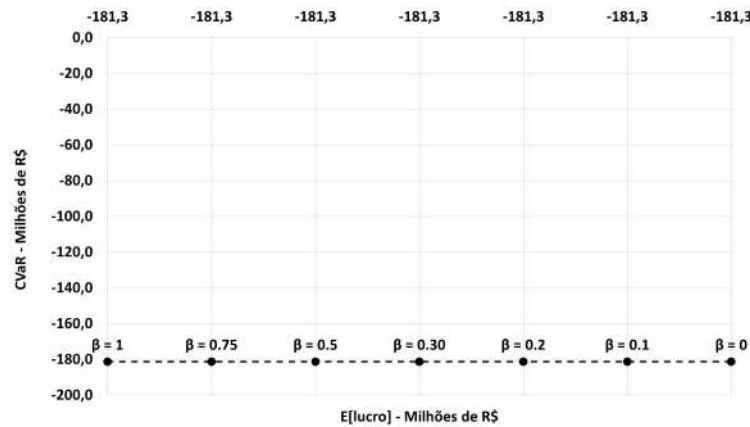
Figura 11 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Consumidor



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Já para o caso estocástico, a decisão é comprar toda a demanda anual para qualquer agente com aversão ao risco. No entanto, para o caso neutro ao risco, o consumidor prefere aguardar a evolução do mercado futuro para poder negociar o contrato futuro a preços iguais ou inferiores ao preço futuro atual e se expor ao PLD caso o preço suba. Dessa

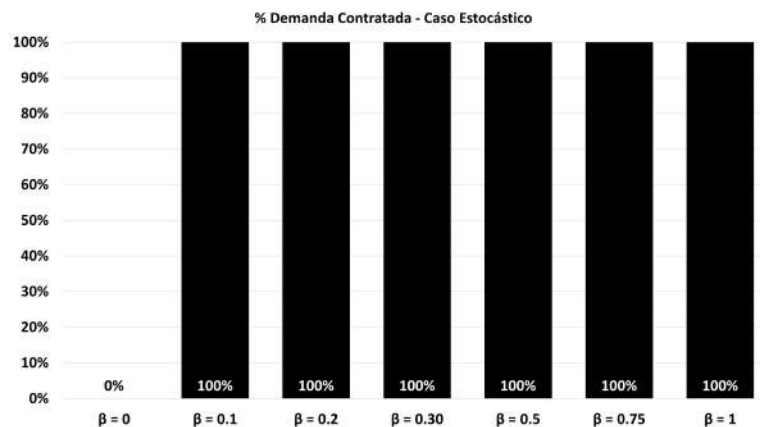
Figura 12 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Consumidor



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

forma, o agente consumidor se expõe fortemente aos preços e a uma possível perda grande, como evidenciado em sua Curva de Fronteira. A energia contratada no primeiro estágio e a Curva de Fronteira estão dispostas nas Figuras 13 e 14.

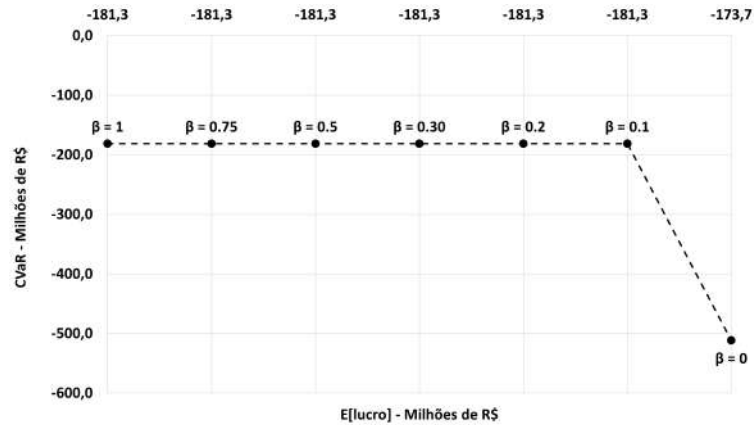
Figura 13 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Consumidor



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

A Tabela 6 mostra o valor absoluto e relativo (em percentual) do VSS para diferentes níveis de aversão ao risco. Pode-se observar que apenas para o caso neutro ao risco é altamente vantajoso se utilizar a modelagem estocástica. Este resultado se dá porque é indiferente para o agente neutro ao risco decidir agora ou no futuro a compra de energia. Assim, este espera a evolução do mercado futuro para obter melhores preços caso o preço no mercado futuro abaixe ou deixar liquidar a PLD caso o preço no mercado futuro suba. Esta análise evidencia o ganho de se adotar o modelo proposto neste trabalho.

Figura 14 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Consumidor



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Tabela 6 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Consumidor

	EEV (R\$)	RP (R\$)	VSS (R\$)	VSS(%)
$\beta = 0$	-1,74E+08	-1,81E+08	-7,59E+06	4,4%
$\beta = 0.1$	-1,81E+08	-1,81E+08	0,00E+00	0,0%
$\beta = 0.2$	-1,81E+08	-1,81E+08	0,00E+00	0,0%
$\beta = 0.30$	-1,81E+08	-1,81E+08	0,00E+00	0,0%
$\beta = 0.5$	-1,81E+08	-1,81E+08	0,00E+00	0,0%
$\beta = 0.75$	-1,81E+08	-1,81E+08	0,00E+00	0,0%
$\beta = 1$	-1,81E+08	-1,81E+08	0,00E+00	0,0%

Portanto, pode-se concluir que um consumidor averso ao risco visa contratar toda a sua demanda nos mercados futuros.

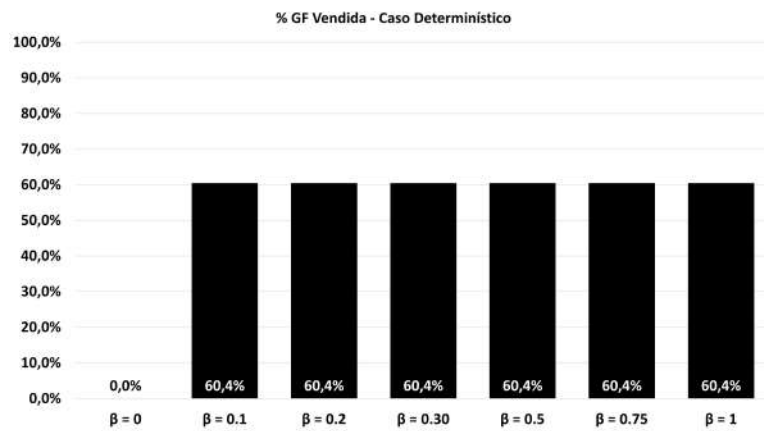
### 5.3.2 Gerador Hidráulico

Para o gerador hidráulico, foi considerado que a Garantia Física (GF) é *flat* durante todo o ano em 100 MWmed. Novamente, vale destacar que o valor da GF não influencia o resultado em termos de percentual negociado, de forma que os resultados serão apresentados em percentual da GF ao invés de MWmed.

Para o caso determinístico, a decisão é vender 60,4% da GF para qualquer grau de aversão ao risco e não vender nada para o caso neutro ao risco. Neste caso, a Curva de Fronteira indica que o caso neutro ao risco tem um lucro 0,2% maior, porém com o  $CVaR_{90\%}$  muito inferior aos casos com aversão ao risco. Ambos os resultados estão respectivamente nas Figuras 15 e 16.

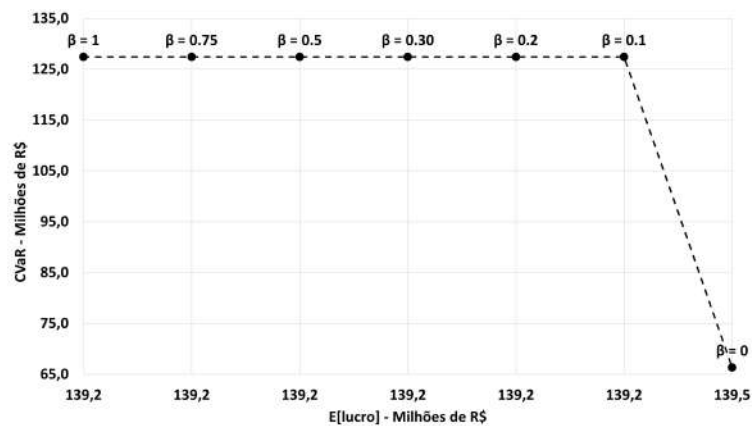
Já para o caso estocástico, a decisão é diferente para todos os graus de aversão ao risco, indicando que a variação de preços no segundo estágio abre oportunidades para o agente se posicionar menos no primeiro momento aguardando a oportunidade dos preços

Figura 15 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Gerador Hidráulico



Fonte: Traduzido de [9]

Figura 16 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Gerador Hidráulico



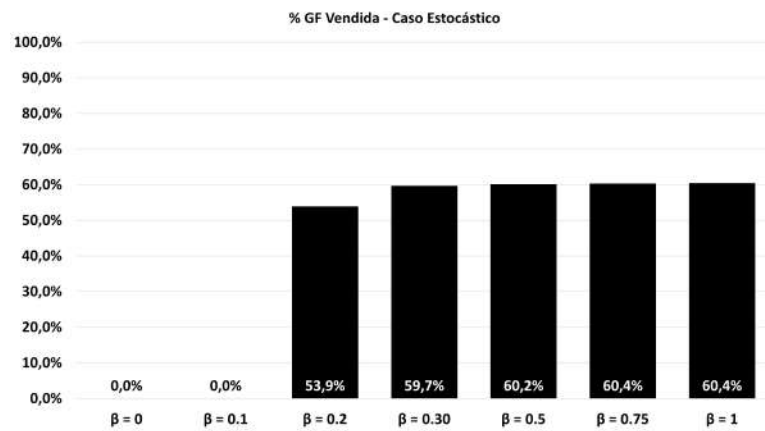
Fonte: Traduzido de [9]

se elevarem mais para frente. Assim, o lucro esperado sobe consideravelmente em relação ao caso determinístico, com perda no  $CVaR_{90\%}$  apenas para os casos com baixa aversão ao risco, que preferiram aguardar o desenrolar do mercado futuro para vender energia. A energia contratada no primeiro estágio e a Curva de Fronteira estão dispostas nas Figuras 17 e 18.

A Tabela 7 mostra o valor absoluto e relativo (em percentual) do VSS para diferentes níveis de aversão ao risco. Pode-se observar que quanto menor a aversão ao risco, mais vantajoso é utilizar a modelagem estocástica. Esta análise evidencia o ganho de se adotar o modelo proposto neste trabalho.

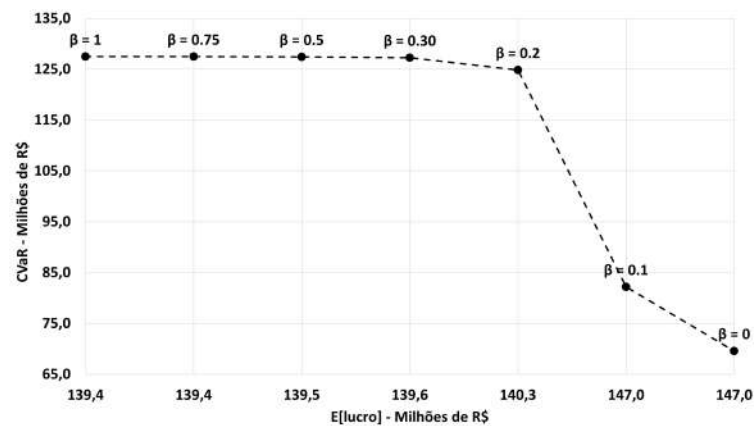
Portanto, pode-se concluir que um gerador hidráulico visa vender a parte da sua

Figura 17 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Gerador Hidráulico



Fonte: Traduzido de [9]

Figura 18 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Gerador Hidráulico



Fonte: Traduzido de [9]

GF que estará coberta em todos os cenários (ver Figura 10) e busca expor o excedente ou ao mercado futuro - caso este esteja vantajoso - ou ao PLD.

### 5.3.3 Gerador Eólico ou Solar

Para um gerador eólico ou solar, a abordagem é semelhante: a geração média mensal estimada para o ano seguinte definirá a estratégia no mercado futuro. E novamente, a média anual não importa, apenas a sazonalização mensal. Assim, a Tabela 8 informa os dados utilizados para esta abordagem, sendo a sazonalização mensal típica de uma fonte eólica presente no subsistema Nordeste do SIN.

Outro aspecto importante é o quanto de energia o agente está disposto a negociar

Tabela 7 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Gerador Hidráulico

	EEV (R\$)	RP (R\$)	VSS (R\$)	VSS(%)
$\beta = 0$	1,47E+08	1,39E+08	7,59E+06	5,2%
$\beta = 0.1$	1,47E+08	1,39E+08	7,79E+06	5,3%
$\beta = 0.2$	1,40E+08	1,39E+08	1,12E+06	0,8%
$\beta = 0.30$	1,40E+08	1,39E+08	3,72E+05	0,3%
$\beta = 0.5$	1,39E+08	1,39E+08	2,92E+05	0,2%
$\beta = 0.75$	1,39E+08	1,39E+08	1,90E+05	0,1%
$\beta = 1$	1,39E+08	1,39E+08	1,85E+05	0,1%

Tabela 8 – Geração Média Mensal Estimada - Gerador Eólico

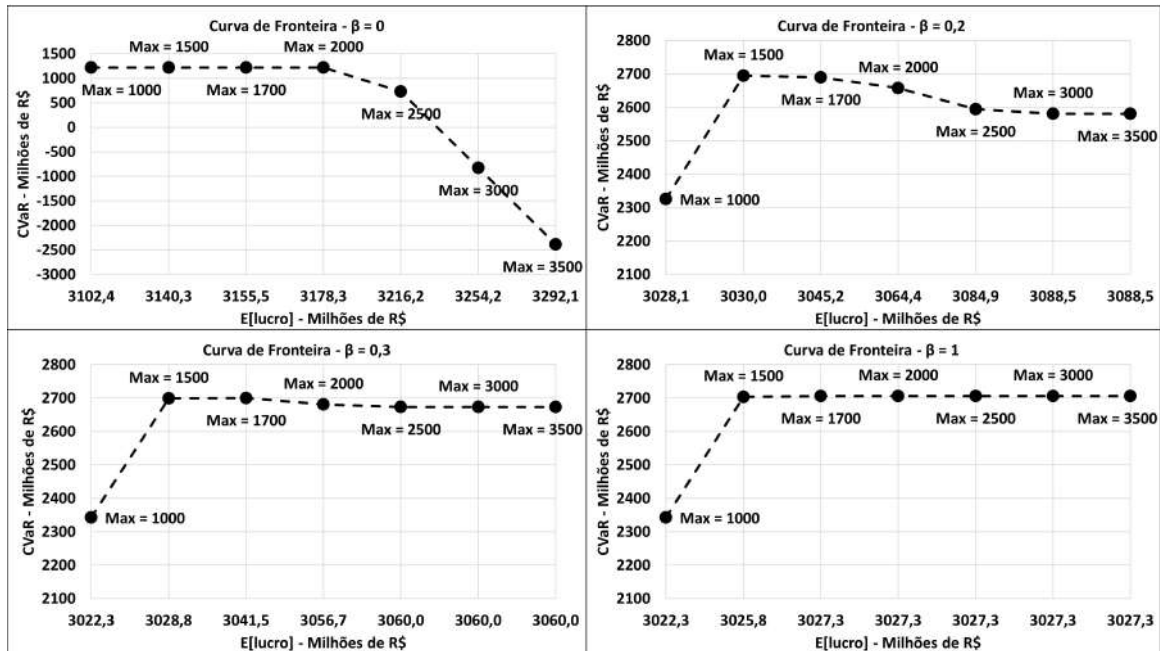
Mês	Valor (MWmed)	p.u. da Média Anual
Jan	1000	0,60
Fev	1000	0,60
Mar	1000	0,60
Abr	1500	0,90
Mai	1500	0,90
Jun	2000	1,20
Jul	2000	1,20
Ago	2500	1,50
Set	2500	1,50
Out	2000	1,20
Nov	1500	0,90
Dez	1500	0,90
Média	1667	1,00

no mercado futuro. Esse valor pode ser a geração mensal mínima, máxima, a média anual ou qualquer outro valor. Como não há uma referência para este valor, foi realizado um teste utilizando o modelo estocástico para diferentes níveis de aversão ao risco e para diferentes valores máximos que o agente está disposto a negociar. A análise foi baseada em função dos resultados da Curva de Fronteira para cada grau de aversão ao risco.

Como pode ser observado na Figura 19, a definição do máximo negociável é um parâmetro importante para a aversão ao risco, principalmente para agentes pouco aversos ao risco. Outro ponto importante é que limitar esse máximo negociável a valores abaixo da média anual expõe o agente mais averso ao risco, reduzindo o lucro esperado ao mesmo tempo que reduz o valor do  $CVaR_{90\%}$ .

Assim, como qualquer valor acima da média anual é indiferente para elevados níveis de aversão ao risco e é um importante ator para agentes com baixa aversão ao risco, foi escolhido o valor de 2500 MWmed, que corresponde à geração máxima mensal desse estudo. Dessa forma, habilita-se o agente a cobrir toda a sua geração em meses de elevada geração própria.

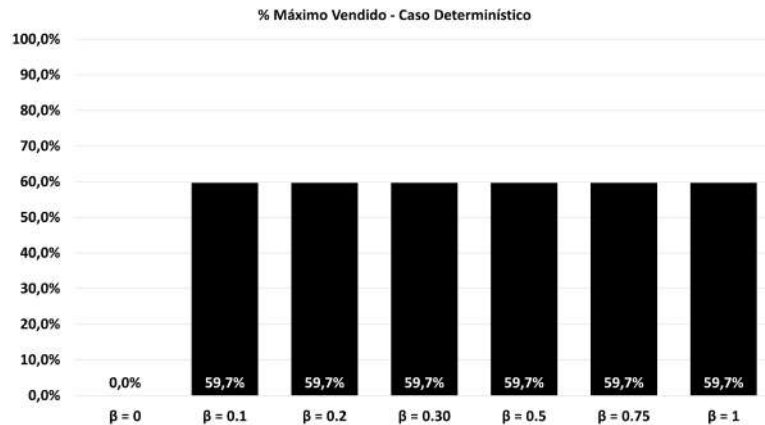
Figura 19 – Curvas de Fronteira para diferentes graus de aversão ao risco para escolha do máximo negociável no mercado futuro de um Gerador Eólico



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Para o caso determinístico, a decisão é não vender a contratos futuros para o agente neutro ao risco e vender 57,9% (1493 MWmed) para os demais graus de aversão ao risco. Isso indica que o gerador eólico com aversão ao risco tem um lucro esperado 0,2% menor que o neutro ao risco, porém com  $CVaR_{90\%}$  122% maior, ressaltando a importância da gestão de risco. Ambos os resultados estão respectivamente nas Figuras 20 e 21.

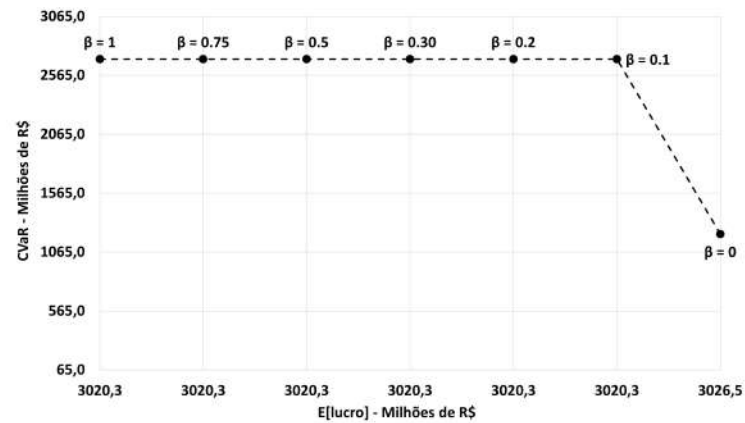
Figura 20 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Gerador Eólico



Fonte: Elaboração do Próprio Autor



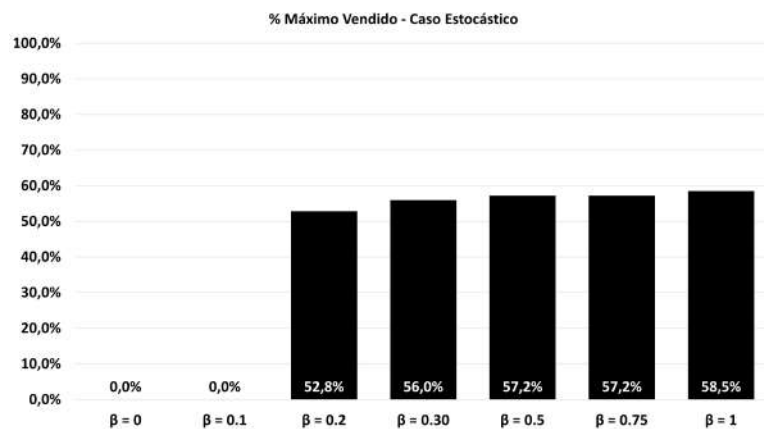
Figura 21 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Gerador Eólico



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Já para o caso estocástico, a decisão para agentes com baixa aversão ao risco é não negociar no primeiro momento, visando vender o máximo possível no segundo estágio caso o preço futuro suba. Essa estratégia de exposição ao PLD acarreta com que o valor do  $CVaR_{90\%}$  seja muito inferior ao que se obteria com uma maior aversão ao risco em troca de +5% de lucro esperado. À medida que a aversão ao risco aumenta, a decisão ótima é negociar cada vez mais no primeiro momento e reduzir a arbitragem caso o preço do contrato futuro suba, indicando que há riscos em se operar vendido mesmo com preços futuros de maior prêmio. A energia contratada no primeiro estágio e a Curva de Fronteira estão dispostas nas Figuras 22 e 23.

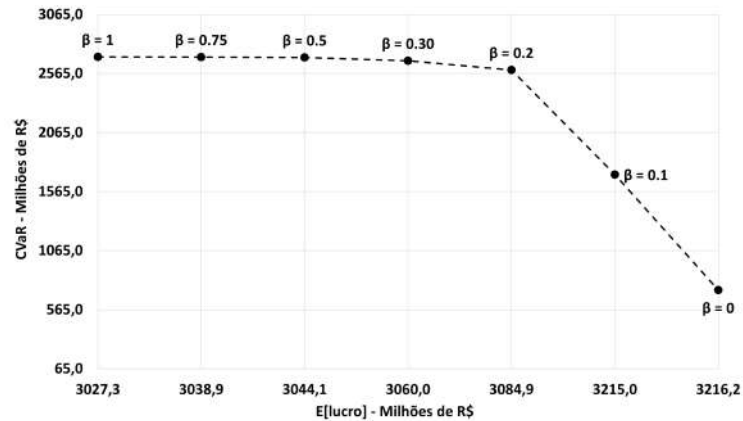
Figura 22 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Gerador Eólico



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

A Tabela 9 mostra o valor absoluto e relativo (em percentual) do VSS para diferentes

Figura 23 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Gerador Eólico



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

níveis de aversão ao risco. Pode-se observar que quanto menor a aversão ao risco, mais vantajoso é utilizar a modelagem estocástica. Esta análise evidencia o ganho de se adotar o modelo proposto neste trabalho.

Tabela 9 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Gerador Eólico

	EEV (R\$)	RP (R\$)	VSS (R\$)	VSS(%)
$\beta = 0$	3,22E+09	3,03E+09	1,90E+08	5,9%
$\beta = 0.1$	3,21E+09	3,02E+09	1,95E+08	6,1%
$\beta = 0.2$	3,08E+09	3,02E+09	6,47E+07	2,1%
$\beta = 0.30$	3,06E+09	3,02E+09	3,98E+07	1,3%
$\beta = 0.5$	3,04E+09	3,02E+09	2,39E+07	0,8%
$\beta = 0.75$	3,04E+09	3,02E+09	1,87E+07	0,6%
$\beta = 1$	3,03E+09	3,02E+09	7,07E+06	0,2%

Portanto, pode-se concluir que o agente eólico (ou solar) tende a reduzir a exposição ao PLD para compra ou venda à medida que sua aversão ao risco aumenta, porém sem perder oportunidades caso o preço forward esteja com prêmio elevado. Essa característica acarretou em ganhos superiores na adoção da solução estocástica frente a determinística, ressaltado pelo VSS superior aos casos do consumidor e do gerador hidráulico.

#### 5.4 RESULTADOS PORTFÓLIO

Este subcapítulo é dedicado à avaliação de um agente que possua um portfólio com geradores hidráulicos e eólicos ou solares. Cabe destacar que caso o agente tenha consumidores em seu portfólio, ele está apto a negociar energia livremente entre seus consumidores e seus ativos de geração, não sendo necessário modelar o consumo desde que este tenha demanda menor que os ativos de geração. Naturalmente, caso a demanda dos

consumidores seja maior que a geração dos ativos, a análise de portfólio seria um problema de um agente consumidor.

O estudo de caso de portfólios será realizado avaliando como a participação de cada tipo de ativo - hidráulico e eólico ou solar - influencia a decisão do agente, além de obter conclusões de como cada ativo se comporta em uma carteira. Ademais, será evidenciado que a análise por portfólio é vantajosa em relação ao estudo individual dos ativos, assim como a abordagem estocástica é mais favorável do que a determinística.

As seções a seguir estão distribuídas da seguinte maneira: **5.4.1** mostra os resultados no caso em que o portfólio contém igual participação dos ativos, além de comparar com os resultados individualizados; **5.4.2** expõe os resultados quando o ativo hidráulico tem maior predominância do que o eólico, além de comparar com o caso de igual participação; e **5.4.3** exibe os resultados com predominância de ativos eólicos, também o comparando com o de igual parcela.

#### 5.4.1 Ativos Com Mesma Participação na Carteira

O primeiro estudo leva em consideração que ambos os ativos tem igual quota na carteira. A geração eólica mensal é a mesma disponibilizada na Tabela 8. Como a média mensal é de 1667 MWmed, foi considerado que a Garantia Física da parcela hidráulica seja de 1500 MWmed.

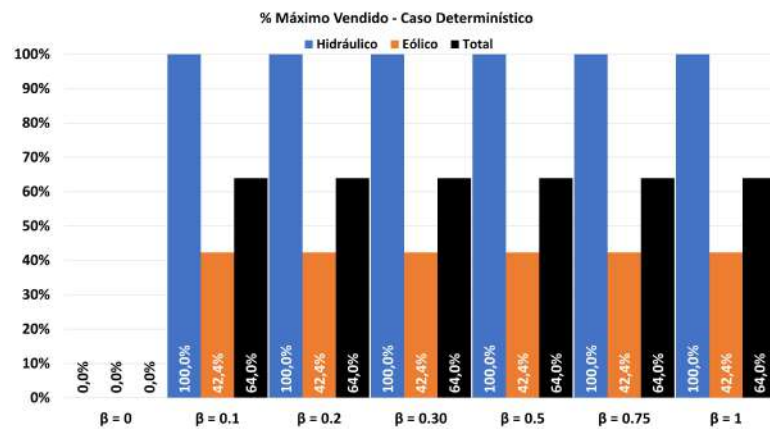
A máxima energia negociável pelo agente no mercado futuro será de 4000 MWmed, a soma das parcelas 2500 MW do ativo eólico e 1500 MWmed do ativo hidráulico. Vale destacar que os três limites são modelados.

Para o caso determinístico, a decisão para o agente neutro ao risco é não negociar no mercado futuro visando 2% a mais de lucro esperado em troca de uma queda significativa de 43% do valor do  $CVaR_{90\%}$ . Para qualquer nível de aversão ao risco, a decisão sempre é vender toda a garantia física do ativo hidráulico e completar a posição com energia eólica. Ambos os resultados estão respectivamente nas Figuras 24 e 25.

Já para o caso estocástico, a decisão para agentes com baixo grau de aversão ao risco é não negociar agora, visando vender o máximo possível em um segundo momento caso o preço futuro suba. Essa estratégia de exposição ao PLD faz com que o valor do  $CVaR_{90\%}$  seja muito inferior ao que se obteria com uma maior aversão ao risco em contrapartida de +6% de lucro esperado. À medida que a aversão ao risco aumenta, a decisão ótima é negociar cada vez mais no primeiro momento e reduzir a arbitragem caso o preço do contrato futuro suba, estratégia já observada na avaliação individual do agente eólico. Novamente, a exposição à incerteza dos preços é sempre maior com ativos eólicos do que com ativos hidráulicos. A energia contratada no primeiro estágio e a Curva de Fronteira estão dispostas nas Figuras 26 e 27.

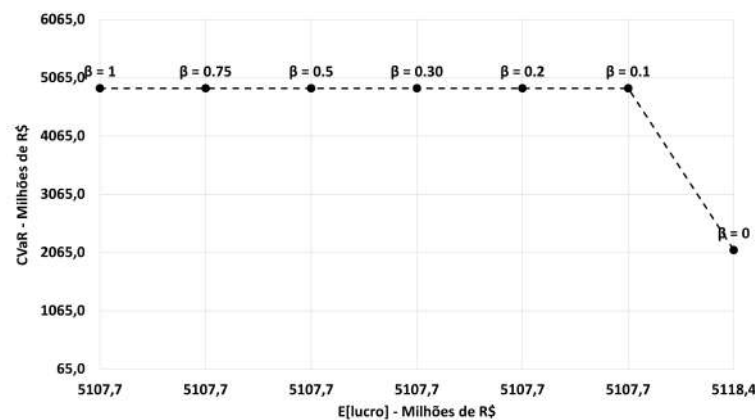
A Tabela 10 mostra o valor absoluto e relativo (em percentual) do VSS para

Figura 24 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Portfólio com Participação Igual



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Figura 25 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Portfólio com Participação Igual

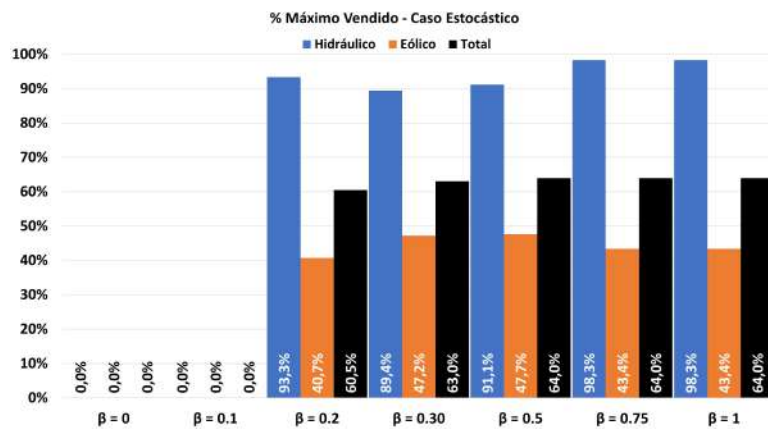


Fonte: Elaboração do Próprio Autor

diferentes níveis de aversão ao risco. Pode-se observar que quanto menor a aversão ao risco, mais vantajoso é utilizar a modelagem estocástica. Esta análise evidencia o ganho de se adotar o modelo proposto neste trabalho.

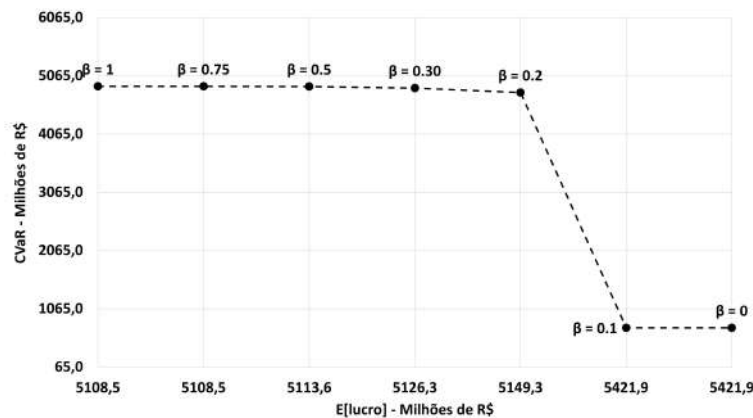
Comparando com a otimização individualizada dos ativos, a otimização em portfólio vende de 8,0% a 13,5% mais energia em contratos futuros, principalmente para os agentes mais aversos ao risco. Isso ocasiona menor lucro esperado, mas sempre menor do que 1%. Para agentes com baixa aversão ao risco, a avaliação individual ou conjunta é indiferente. A energia contratada no primeiro estágio e o lucro esperado estão dispostas nas Figuras 28 e 29. Vale ressaltar que os resultados individualizados consideram os mesmos dados do estudo em portfólio: GF de 1500 MWmed para o ativo hidráulico e Tabela 8 para o eólico.

Figura 26 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Portfólio com Participação Igual



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Figura 27 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Portfólio com Participação Igual



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Portanto, pode-se concluir que o efeito portfólio tem como consequência uma maior aversão ao risco, com maior venda de energia em contrato *forward*, menor valor esperado e maior  $CVaR_{90\%}$  do que o estudo individual. Adicionalmente, a abordagem estocástica elevou consideravelmente a qualidade da tomada de decisão, evidenciado pelo VSS. A possibilidade de se ajustar a posição em um segundo momento quando os preços futuros tiverem um bom prêmio é uma das principais causas dessa conclusão.

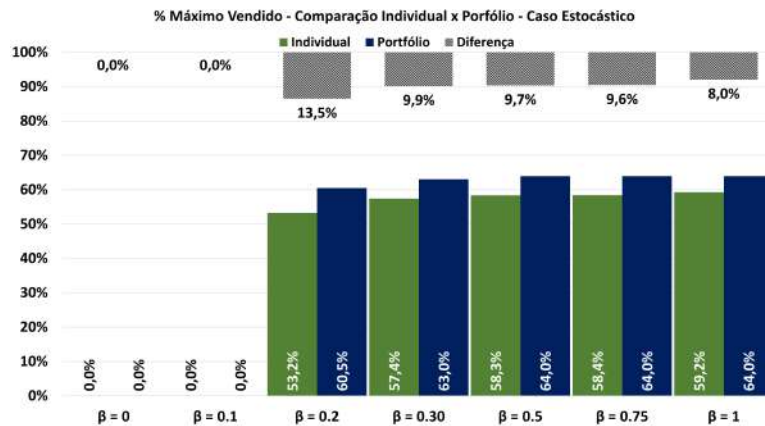
#### 5.4.2 Predominância de Ativos Hidráulicos

O segundo estudo será levando em consideração que há predominância de ativos hidráulicos na carteira, representando 66% do portfólio. A geração eólica mensal é a mesma

Tabela 10 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Portfólio com Participação Igual

	EEV (R\$)	RP (R\$)	VSS (R\$)	VSS(%)
$\beta = 0$	5,42E+09	5,12E+09	3,04E+08	5,6%
$\beta = 0.1$	5,42E+09	5,08E+09	3,45E+08	6,4%
$\beta = 0.2$	5,15E+09	5,08E+09	7,23E+07	1,4%
$\beta = 0.30$	5,13E+09	5,08E+09	4,94E+07	1,0%
$\beta = 0.5$	5,11E+09	5,08E+09	3,66E+07	0,7%
$\beta = 0.75$	5,11E+09	5,08E+09	3,16E+07	0,6%
$\beta = 1$	5,11E+09	5,08E+09	3,16E+07	0,6%

Figura 28 – Comparação do Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Participação Igual x Otimização Individualizada



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

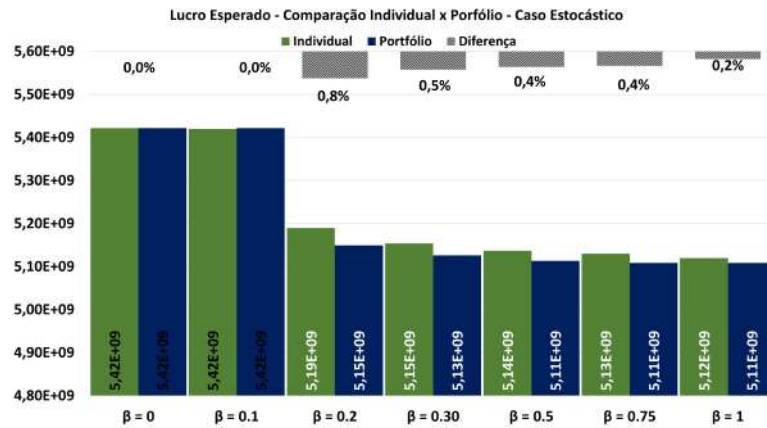
disponibilizada na Tabela 8. Como a média mensal é de 1667 MWmed, foi considerado que a Garantia Física da parcela hidráulica seja de 2250 MWmed.

A máxima energia negociável pelo agente no mercado futuro será de 4750 MWmed, a soma das parcelas 2500 MW do ativo eólico e 2250 MWmed do ativo hidráulico. Vale destacar que os três limites são modelados.

Para o caso determinístico, a decisão para o agente neutro ao risco é não negociar no mercado futuro visando apenas 0,2% a mais de lucro esperado em troca de uma queda significativa de 57% do valor do  $CVaR_{90\%}$ . Para qualquer nível de aversão ao risco, a decisão sempre é vender toda a garantia física do ativo hidráulico e completar a posição com energia eólica. Ambos os resultados estão respectivamente nas Figuras 30 e 31.

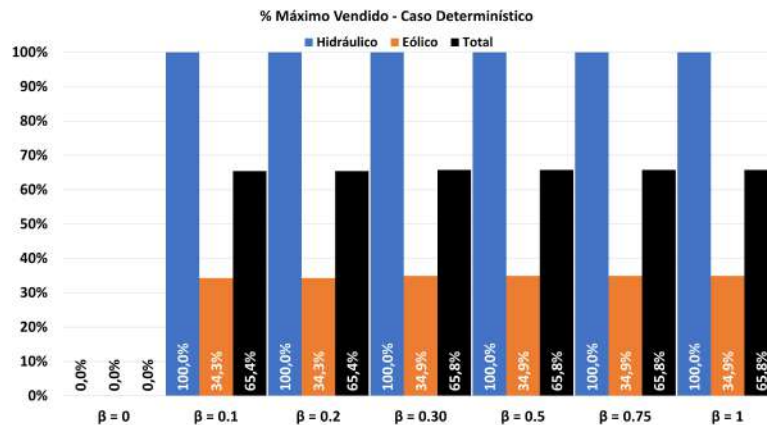
Já para o caso estocástico, a decisão para agentes com baixo grau de aversão ao risco é não negociar agora, visando vender o máximo possível em um segundo momento caso o preço futuro suba. Essa estratégia de exposição ao PLD faz com que o valor

Figura 29 – Comparação do Lucro Esperado para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Participação Igual x Otimização Individualizada



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Figura 30 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Portfólio com Predominância Hidráulica

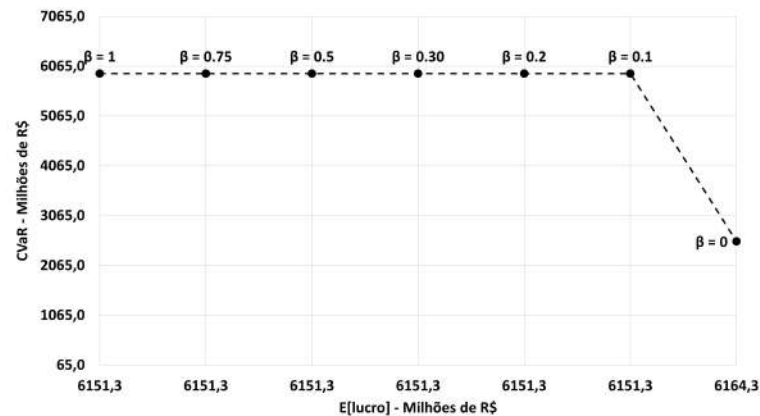


Fonte: Elaboração do Próprio Autor

do  $CVaR_{90\%}$  seja muito inferior ao que se obteria com uma maior aversão ao risco em contrapartida de +6% de lucro esperado. À medida que a aversão ao risco aumenta, a decisão ótima é negociar quase toda a Garantia Física dos ativos hidráulicos e cada vez mais energia dos ativos eólicos no primeiro momento, além de reduzir a arbitragem caso o preço do contrato futuro suba. Esse plano é observado na avaliação individual do agente eólico e no portfólio com igual participação das fontes. Novamente, a exposição é sempre maior com ativos hidráulicos do que com ativo eólicos.

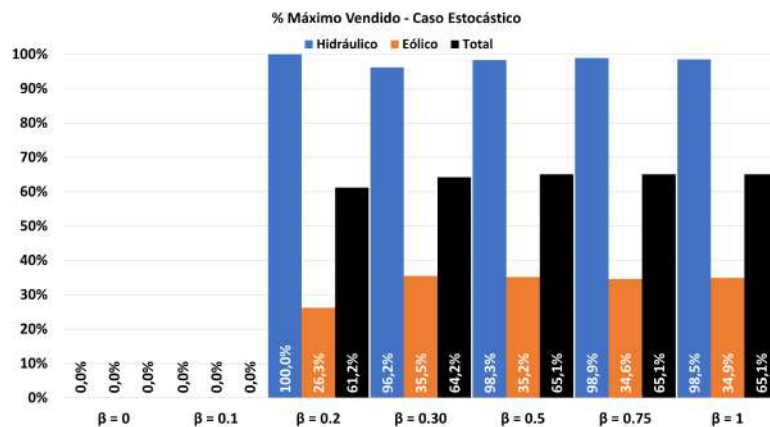
A energia contratada no primeiro estágio e a Curva de Fronteira estão dispostas nas Figuras 32 e 33.

Figura 31 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Portfólio com Predominância Hidráulica



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Figura 32 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Portfólio com Predominância Hidráulica



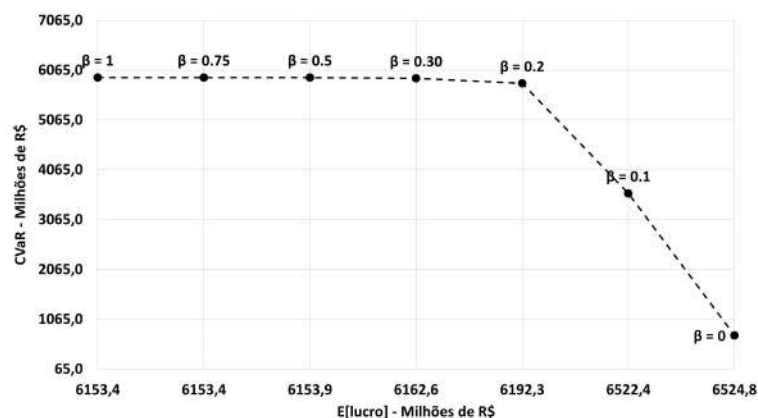
Fonte: Elaboração do Próprio Autor

A Tabela 11 mostra o valor absoluto e relativo (em percentual) do VSS para diferentes níveis de aversão ao risco. Pode-se observar que quanto menor a aversão ao risco, mais vantajoso é utilizar a modelagem estocástica. Esta análise evidencia o ganho de se adotar o modelo proposto neste trabalho.

Comparando com o caso com participação igual no portfólio, a decisão ótima para agentes com maior aversão ao risco é sempre vender mais energia no mercado futuro no primeiro momento, número este na faixa de 1,2% a 1,8%. Este resultado pode ser influenciado pelo fato de a estratégia ser sempre vender toda (ou quase toda) a Garantia Física do ativo hidráulico, que neste caso tem maior predominância. Outrossim é o fato da geração eólica poder ser utilizada como forma de arbitragem nos casos do contrato



Figura 33 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Portfólio com Predominância Hidráulica



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Tabela 11 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Portfólio com Predominância Hidráulica

	EEV (R\$)	RP (R\$)	VSS (R\$)	VSS(%)
$\beta = 0$	6,52E+09	6,16E+09	3,60E+08	5,5%
$\beta = 0.1$	6,52E+09	6,15E+09	3,71E+08	5,7%
$\beta = 0.2$	6,19E+09	6,15E+09	4,10E+07	0,7%
$\beta = 0.30$	6,16E+09	6,15E+09	1,14E+07	0,2%
$\beta = 0.5$	6,15E+09	6,15E+09	2,58E+06	0,04%
$\beta = 0.75$	6,15E+09	6,15E+09	2,12E+06	0,03%
$\beta = 1$	6,15E+09	6,15E+09	2,12E+06	0,03%

futuro estar com prêmio, fato observado na avaliação individual deste ativo. A energia contratada no primeiro estágio está disposta na Figura 34.

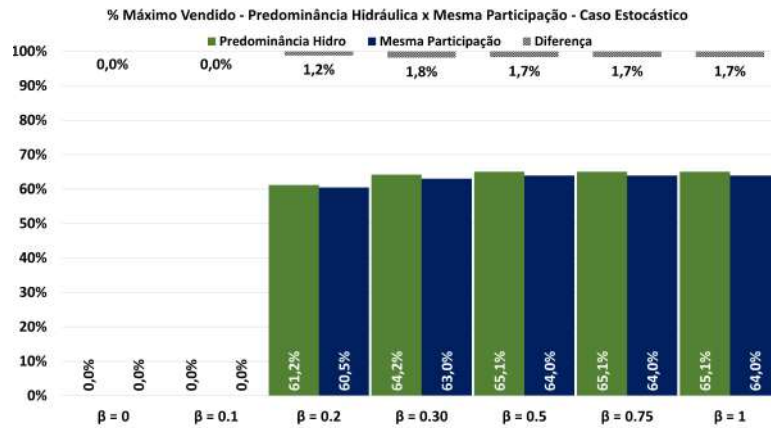
Portanto, pode-se concluir que uma maior participação de ativos hidráulicos na carteira acarreta em maior venda de energia no mercado futuro se comparado ao caso com mesma participação, já que esta é a estratégia ótima para ativos hidráulicos. Além disso, novamente percebe-se a aptidão para se usar o ativo eólico como arbitrador de preços nos cenários em que o mercado futuro tem um prêmio.

#### 5.4.3 Predominância de Ativos Eólicos ou Solares

O segundo estudo será levando em consideração que há predominância de ativos eólicos (ou solares) na carteira, representando 66% do portfólio. A geração eólica mensal é a mesma disponibilizada na Tabela 8. Como a média mensal é de 1667 MWmed, foi considerado que a Garantia Física da parcela hidráulica seja de 750 MWmed.

A máxima energia negociável pelo agente no mercado futuro será de 3250 MWmed,

Figura 34 – Comparação do Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Predominância Hidráulica x Portfólio com Participação Igual

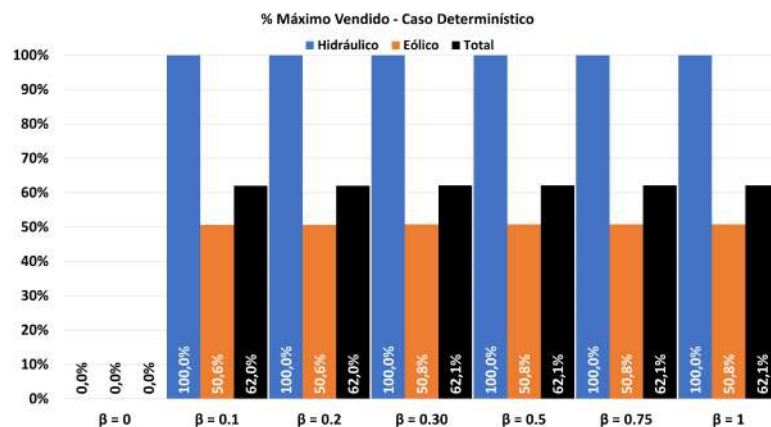


Fonte: Elaboração do Próprio Autor

a soma das parcelas 2500 MW do ativo eólico e 750 MWmed do ativo hidráulico. Vale destacar que os três limites são modelados.

Para o caso determinístico, a decisão para o agente neutro ao risco é não negociar no mercado futuro visando apenas 0,2% a mais de lucro esperado em troca de uma queda significativa de 56% do valor do  $CVaR_{90\%}$ . Para qualquer nível de aversão ao risco, a decisão sempre é vender toda a garantia física do ativo hidráulico e completar a posição com energia eólica. Ambos os resultados estão respectivamente nas Figuras 35 e 36.

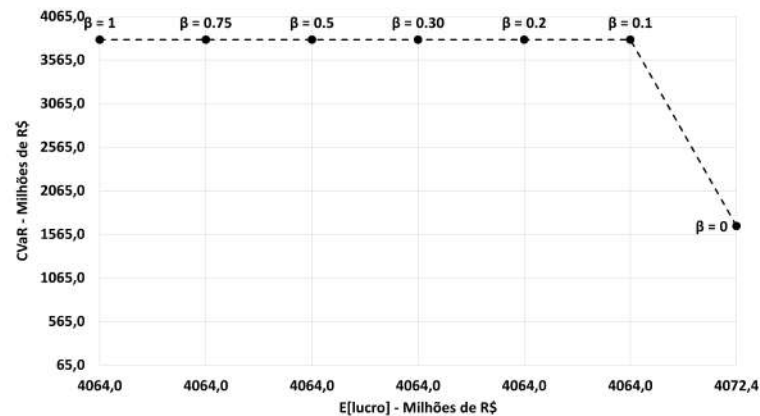
Figura 35 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Determinístico - Portfólio com Predominância Eólica



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

Já para o caso estocástico, a decisão para agentes com baixo grau de aversão ao risco é não negociar agora, visando vender o máximo possível em um segundo momento

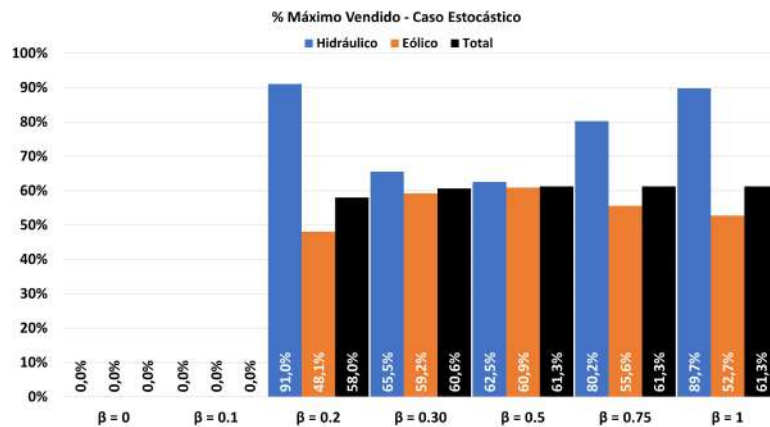
Figura 36 – Curva de Fronteira para o Caso Determinístico - Portfólio com Predominância Eólica



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

caso o preço futuro suba. Essa estratégia de exposição ao PLD faz com que o valor do  $CVaR_{90\%}$  seja muito inferior ao que se obteria com uma maior aversão ao risco em contrapartida de +5% de lucro esperado. À medida que a aversão ao risco aumenta, a decisão ótima é negociar mais energia em contratos futuros neste momento e cada vez menos arbitrar preços no segundo momento caso o preço futuro suba. A energia contratada no primeiro estágio e a Curva de Fronteira estão dispostas nas Figuras 37 e 38.

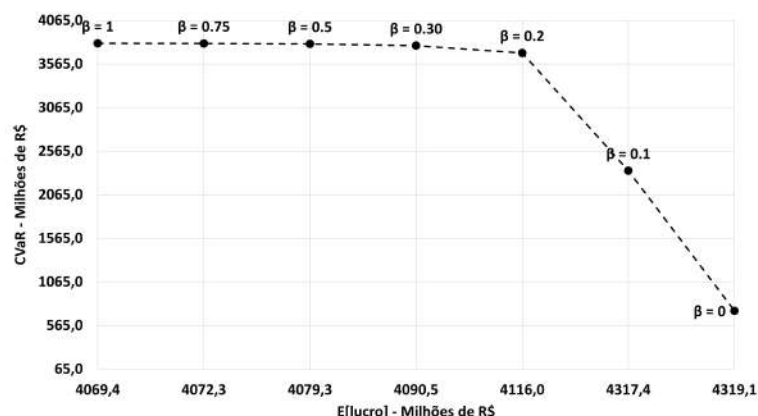
Figura 37 – Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico - Portfólio com Predominância Eólica



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

A Tabela 12 mostra o valor absoluto e relativo (em percentual) do VSS para diferentes níveis de aversão ao risco. Pode-se observar que quanto menor a aversão ao risco, mais vantajoso é utilizar a modelagem estocástica. Esta análise evidencia o ganho de se adotar o modelo proposto neste trabalho.

Figura 38 – Curva de Fronteira para o Caso Estocástico - Portfólio com Predominância Eólica



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

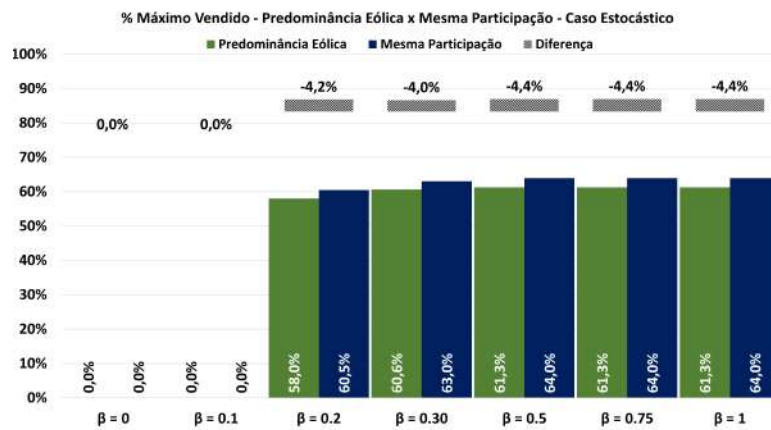
Tabela 12 – Avaliação do Desempenho do Modelo Estocástico - Portfólio com Predominância Eólica

	EEV (R\$)	RP (R\$)	VSS (R\$)	VSS(%)
$\beta = 0$	4,32E+09	4,07E+09	2,47E+08	5,7%
$\beta = 0.1$	4,32E+09	4,06E+09	2,53E+08	5,9%
$\beta = 0.2$	4,12E+09	4,06E+09	5,20E+07	1,3%
$\beta = 0.30$	4,09E+09	4,06E+09	2,65E+07	0,6%
$\beta = 0.5$	4,08E+09	4,06E+09	1,53E+07	0,4%
$\beta = 0.75$	4,07E+09	4,06E+09	8,27E+06	0,2%
$\beta = 1$	4,07E+09	4,06E+09	5,44E+06	0,1%

Comparando com o caso com participação igual no portfólio, a decisão ótima para agentes com maior aversão ao risco é sempre vender menos energia no mercado futuro no primeiro momento, número este na faixa de 4,0% a 4,4%. Este resultado pode ser influenciado pelo fato dos ativos eólicos - predominante nesse estudo de caso - serem mais utilizados como meios de arbitrar preços em cenários de prêmios de contratos futuros. Assim, busca-se uma estratégia que inicialmente protege o agente de preços futuros mais baixos em um segundo instante, porém deixa espaço para obter mais lucros. A energia contratada no primeiro estágio está disposta na Figura 39.

Portanto, pode-se concluir que uma maior participação de ativos eólicos na carteira acarreta em menor venda de energia no mercado futuro se comparado ao caso com mesma participação, já que esta é a estratégia ótima para ativos eólicos. Além disso, novamente percebe-se a aptidão para se usar o ativo eólico como arbitrador de preços nos cenários em que o mercado futuro tem um prêmio.

Figura 39 – Comparação do Nível de contratação para diferentes valores de aversão ao risco para o Cenário Estocástico: Portfólio com Predominância Eólica x Portfólio com Participação Igual



Fonte: Elaboração do Próprio Autor

## 6 CONCLUSÕES

### 6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise de risco e gestão de portfólios é de extrema importância para todos os tipos de agentes financeiros, incluídos estes os detentores de ativos físicos no Mercado de Energia Brasileiro - geradores de todos os tipos e consumidores - e os agentes financeiros responsáveis por fornecer maior liquidez para o mercado como um todo - as comercializadoras de energia.

E o Setor Elétrico Brasileiro impõe dificuldades extras aos diversos *players* do mercado devido à sua peculiaridade: o SIN é um sistema restrito em energia e, futuramente, em potência. Isso se dá devido à grande participação hidráulica na matriz elétrica, com reservatórios de energia de grande porte e sazonalidade multimensal, a oferta de energia é extremamente dependente das condicionantes climáticas. Uma seca muito longa e/ou muito severa nas principais bacias do SIN pode levar a racionamentos - como em 2001 e 2002 - ou a medidas extraordinárias - como em 2014 e 2021.

Como a oferta de energia é incerta, o planejamento de médio e longo prazo é de extrema importância. Além disso, o setor de energia tem por característica ser um setor vital para a sociedade e economia de um país. Assim, adotou-se um modelo centralizado de preços de energia, que busca gerir os reservatórios de forma ótima ao menor custo e com a aversão ao risco melhor identificada pelos agentes setoriais.

Logo, os agentes do mercado brasileiro não são responsáveis pela definição de como e quando irão gerar energia, já que:

- os agentes hidráulicos estão sob total comando da operação definida pelo ONS;
- os agentes termoelétricos só geram se o CMO, definido pelos modelos centralizados, forem igual ou maior que seu CVU;
- os agentes eólicos e solares dependem da presença de sua fonte primária.

De forma a mitigar o não-controle da operação e os riscos hidrológicos, os agentes hidráulicos participam do Mecanismo de Realocação de Energia, que "socializa" a geração hidráulica e reparte para todos os agentes de acordo com sua Garantia Física.

Portanto, cabe aos agentes do ACL no SEB realizarem simulações para a previsão de geração, preços e GSF. Este é um trabalho árduo e com grandes incertezas, gerando a necessidade de uma gestão de risco ainda mais afinada e refinada.

Esta foi a motivação para este trabalho, que é modelar o processo de decisão dos diversos agentes do SEB através das iterações no mercado futuro e no processo de liquidação das diferenças (PLD).

Propondo um modelo estocástico que considera a incerteza da evolução dos preços dos contratos futuros de energia, assim como projeções e cenários de PLD e GSF, foram realizados diversos estudos de casos que demonstram a necessidade do modelo proposto contra os modelos determinísticos muitas vezes utilizado na literatura.

Foram feitos estudos avaliando as principais características de cada tipo de agente individualmente, assim como para *players* com portfólios com mais de um ativo e com diferentes quotas para cada um deles. Outrossim, foi realizada a comparação do modelo proposto com o modelo determinístico.

Os resultados mostraram que:

- consumidores aversos ao risco sempre compram toda a sua demanda em mercados futuros;
- agentes puramente hidráulicos buscam negociar seu GSF no mercado futuro e expor os excedentes ao PLD;
- agentes puramente eólicos buscam garantir uma segurança no primeiro momento e buscar oportunidades no mercado futuro caso haja prêmio em um segundo momento;
- agentes com portfólios tem naturalmente melhor aversão ao risco;
- agentes com portfólios com predominância de algum ativo buscam estratégias semelhantes aos agentes dessa fonte;
- o modelo proposto sempre é mais vantajoso em relação ao modelo determinístico, evidenciado pelo VSS.

Portanto, o presente trabalho cumpre o papel de avaliar amplamente o risco na comercialização de energia entre os diversos agentes atuando no ACL através da inclusão da estocasticidade do mercado futuro no processo de decisão, sempre focado nas regras em vigência no Brasil.

## 6.2 PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTUROS

Como proposta de desenvolvimento futuro, pondera-se os seguintes itens:

1. Analisar e modelar o mercado futuro com mais de uma maturidade, i.e, produtos A+1 (ano seguinte) misturados com produtos para os diferentes semestres daquele ano.
2. Modelar o PLD e a geração de forma horária, com cenários horários.

O item (1) enriqueceria principalmente a análise dos estudos de casos, fornecendo uma gama maior de conclusões acerca das características dos ativos e de portfólios.

Já o item (2), mais desafiador, visa modelar a atual e futura conjuntura do SEB: preços horários cada vez mais divergentes de suas médias semanais e mensais e a crescente participação das fontes renováveis eólica e solar. Outro ponto importante acerca desse tema é a avaliação do benefício de usinas híbridas, já que o objetivo desse "tipo de geração" é a otimização dos custos de acesso ao sistema de transmissão. No entanto, os ocasionais cortes de geração podem mudar a avaliação de risco do agente e seria um objeto de estudo.



## REFERÊNCIAS

- 1 BOROUMAND, R. H.; GOUTTE, S.; PORCHER, S.; PORCHER, T. Hedging strategies in energy markets: The case of electricity retailers. *Energy Economics*, v. 51, p. 503–509, 2015.
- 2 DO PRADO, J. C.; QIAO, W. A stochastic decision-making model for an electricity retailer with intermittent renewable energy and short-term demand response. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 3, p. 2581–2592, 2018.
- 3 SUN, B.; WANG, F.; XIE, J.; SUN, X. Electricity retailer trading portfolio optimization considering risk assessment in chinese electricity market. *Electric Power Systems Research*, v. 190, p. 106833, 2021.
- 4 LAK, O.; RASTEGAR, M.; MOHAMMADI, M.; SHAFIEE, S.; ZAREIPOUR, H. Risk-constrained stochastic market operation strategies for wind power producers and energy storage systems. *Energy*, v. 215, p. 119092, 2021.
- 5 TIAN, M.-W.; YAN, S.-R.; TIAN, X.-X.; NOJAVAN, S.; JERMSITTIPARSERT, K. Risk and profit-based bidding and offering strategies for pumped hydro storage in the energy market. *Journal of Cleaner Production*, v. 256, p. 120715, 2020.
- 6 GOMES, I.; MELICIO, R.; MENDES, V.; POUSINHO, H. Decision making for sustainable aggregation of clean energy in day-ahead market: Uncertainty and risk. *Renewable Energy*, v. 133, p. 692–702, 2019.
- 7 KAZEMPOUR, S. J.; CONEJO, A. J.; RUIZ, C. Strategic generation investment considering futures and spot markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 3, p. 1467–1476, 2012.
- 8 MAIER, S.; STREET, A.; MCKINNON, K. Risk-averse portfolio selection of renewable electricity generator investments in brazil: An optimised multi-market commercialisation strategy. *Energy*, v. 115, p. 1331–1343, 2016.
- 9 LAURO, A.; KITAMURA, D.; LIMA, W.; DIAS, B.; SOARES, T. Considering forward electricity prices for a hydro power plant risk analysis in the brazilian electricity market. *Energies*, v. 16, n. 3, 2023.
- 10 LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.  
[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19427cons.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%209.427%2C%20DE%2026%20DE%20DEZEMBRO%20DE%201996.&text=Institui%20a%20Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de%20el%C3%A9trica%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%Aancias](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%209.427%2C%20DE%2026%20DE%20DEZEMBRO%20DE%201996.&text=Institui%20a%20Ag%C3%Aancia%20Nacional%20de%20el%C3%A9trica%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%Aancias). Acesso em 2023-04-04.
- 11 LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998 .  
[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19648compilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648compilada.htm). Acesso em 2023-04-04.
- 12 LEI Nº 10.848, DE 15 DE MARÇO DE 2004 . [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm). Acesso em 2023-04-04.

- 13 PROCEDIMENTOS DE REDE - ONS. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>. Acesso em 2023-04-04.
- 14 RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 903, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2020. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020903.pdf>. Acesso em 2023-04-04.
- 15 DECRETO N° 5.177 DE 12 DE AGOSTO DE 2004. [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm). Acesso em 2023-04-04.
- 16 DECRETO N° 5.184 DE 16 DE AGOSTO DE 2004. [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.htm). Acesso em 2023-04-04.
- 17 LEI N° 10.847, DE 15 DE MARÇO DE 2004. [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm#art3](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm#art3). Acesso em 2023-04-04.
- 18 EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031\\_RevisaoPosCP\\_rvFinal\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf). Acesso em 2023-04-04.
- 19 DECRETO N° 5.175 DE 9 DE AGOSTO DE 2004. [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5175.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%205.175%20DE%209,vista%20o%20disposto%20no%20art](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5175.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%205.175%20DE%209,vista%20o%20disposto%20no%20art). Acesso em 2023-04-04.
- 20 PORTARIA NORMATIVA N° 50/GM/MME DE DE 27 DE SETEMBRO DE 2022. <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em 2023-04-04.
- 21 TOLMASQUIM, M. T. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Synergia, 2011.
- 22 MATRIZ ELÉTRICA DO SIN - DEZEMBRO DE 2022 - PMO 04/2023. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em 2023-08-14.
- 23 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DAS USINAS HIDROELÉTRICAS DO SIN - JULHO 2023. <https://www.ons.org.br/SiteAssets/Mapas/Forms/mod-view/Imagem%20mapa%20julho%20edit.jpg>. Acesso em 2023-08-14.
- 24 MAPA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - HORIZONTE 2024. [https://www.ons.org.br/PublishingImages/paginas/Setembro2019\\_Mapa%20Sistema%20de%20Transmissao.jpg](https://www.ons.org.br/PublishingImages/paginas/Setembro2019_Mapa%20Sistema%20de%20Transmissao.jpg). Acesso em 2023-08-14.
- 25 RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 843, DE 2 DE ABRIL DE 2019. [file:///C:/Users/arthu/Desktop/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20n%C2%BA%20843\\_2019.pdf](file:///C:/Users/arthu/Desktop/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20n%C2%BA%20843_2019.pdf). Acesso em 2023-04-04.
- 26 SHAPIRO, A. Analysis of stochastic dual dynamic programming method. *European Journal of Operational Research*, v. 209, n. 1, p. 63–72, 2011.

- 27 PEREIRA, M.; PINTO, L. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water resources research*, v. 21, n. 6, p. 779–792, 1985.
- 28 PEREIRA, M. V.; PINTO, L. M. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical programming*, v. 52, n. 1-3, p. 359–375, 1991.
- 29 DIAS, B. H.; MARCATO, A. L.; SOUZA, R. C.; SOARES, M. P.; SILVA JUNIOR, I. C.; OLIVEIRA, E. J. D.; BRANDI, R.; RAMOS, T. P. Stochastic dynamic programming applied to hydrothermal power systems operation planning based on the convex hull algorithm. *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2010, 2010.
- 30 FINARDI, E. C.; DECKER, B. U.; DE MATOS, V. L. An introductory tutorial on stochastic programming using a long-term hydrothermal scheduling problem. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 24, n. 3, p. 361–376, 2013.
- 31 MACEIRA, M. P.; TERRY, L. A.; COSTA, F. S.; DAMÁZIO, J. M.; MELO, A. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system. In: Proceedings of the Power System Computation Conference-PSCC. c2002. v. 2. p. 24–28.
- 32 MACEIRA, M. E. P.; DUARTE, V.; PENNA, D.; MORAES, L.; MELO, A. Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil-description of the newave program. *16th PSCC, Glasgow, Scotland*, p. 14–18, 2008.
- 33 FELIZATTI, H.; HANSEN, P.; HOTTA, L.; HERENCIA, M. Curva forward no mercado de energia elétrica brasileiro: Construção, modelagem, previsão e simulação. <https://dcide.com.br/wp-content/uploads/2019/06/%C3%9Altimo-Captura-e-Modelagem-de-pre%C3%A7os-no-mercado-de-energia.pdf>, 2019.
- 34 AMADEU, J. R.; BARBOSA, P. S. Stochastic simulation of brazilian forward energy prices. *Energy Systems*, v. 13, p. 321–333, 2022.
- 35 VALENZUELA, P.; LIMA, D. A.; GRANVILLE, S. A risk-constrained energy reallocation mechanism for renewable sources with a marginal benefit approach. *Electric Power Systems Research*, v. 158, p. 297–305, 2018.
- 36 PRÉKOPA, A. *Stochastic programming*. Springer Science & Business Media, 2013. v. 324.
- 37 BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. *Introduction to stochastic programming*. Springer Science & Business Media, 2011.
- 38 SEN, S.; HIGLE, J. L. An introductory tutorial on stochastic linear programming models. *Interfaces*, v. 29, n. 2, p. 33–61, 1999.
- 39 CONEJO, A. J.; CARRI6N, M.; MORALES, J. M. *Decision making under uncertainty in electricity markets*. International Series in Operations Research & Management Science. Springer New York, NY, 2010.
- 40 ARTZNER, P.; DELBAEN, F.; JEAN-MARC, E.; HEATH, D. Coherent measures of risk. *Mathematical Finance*, v. 9, p. 203–228, 1999.

- 41 GLANZER, M.; PFLUG, G. C. Multiscale stochastic optimization: modeling aspects and scenario generation. *Computational Optimization and Applications*, v. 75, p. 1–34, 2020.