



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Renata Pedrini

**Modelo para gestão de portfólio de contratos de um consumidor livre com
possibilidade de contratação de geração eólica**

FLORIANÓPOLIS
2019

Renata Pedrini

**Modelo para gestão de portfólio de contratos de um consumidor livre com
possibilidade de contratação de geração eólica**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Erlon Cristian Finardi

Coorientador: M. Sc. Tiago Guimarães Leite Ferreira

Florianópolis

2019

Ficha de identificação da obra

Pedrini, Renata

Modelo para gestão de portfólio de contratos de um consumidor livre com possibilidade de contratação de geração eólica / Renata Pedrini ; orientador, Erlon Cristian Finardi, coorientador, Tiago Guimarães Leite Ferreira, 2019.

108 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Contratação energia eólica. 3. Consumidor livre. 4. Otimização Estocástica. 5. Gestão de Portfólio. I. Finardi, Erlon Cristian. II. Guimarães Leite Ferreira, Tiago . III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Renata Pedrini

**Modelo para gestão de portfólio de contratos de um consumidor livre com
possibilidade de contratação de geração eólica**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dorel Soares Ramos, Dr.
Universidade de São Paulo

Eng. Murilo Soares, Dr.
Flow Energia

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia Elétrica.

Prof. Dr. Bartolomeu Uchôa-Filho
Coordenador do Programa

Prof. Dr. Erlon Cristian Finardi
Orientador

Florianópolis, 13 de junho de 2019.

Este trabalho é dedicado ao desenvolvimento da pesquisa brasileira.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu orientador, Erlon Finardi, pela ajuda em todos os momentos, pela paciência em me orientar e pelas ideias que contribuíram para que este trabalho fosse possível.

Agradeço ao meu coorientador, Tiago Ferreira, por ter contribuído com sua experiência de mercado para que este trabalho ficasse o mais próximo possível da realidade. Além disso, agradeço pelas conversas, pela paciência e por ter possibilitado que eu conhecesse na prática um pouco do funcionamento do mercado de energia brasileiro.

Agradeço também ao pessoal da Flow Comercializadora de Energia, Edgar, Eduarda, Fernando e Murilo, pelo suporte ao trabalho, pelas ideias e pela ajuda financeira.

Agradeço a minha família, em especial minha mãe, Fátima, meu pai, Airton e minha irmã, Regiane, pelo apoio em todos os momentos, por sempre terem me incentivado no caminho que eu escolhi seguir e por acreditarem em mim e no meu potencial.

Agradeço ao meu namorado, André B. Morelli, por também sempre me incentivar, acreditar no meu potencial e ainda sempre me ajudar com as ideias e com o suporte emocional em todos os momentos.

Agradeço aos meus colegas de laboratório e de mestrado, principalmente à Sandy que me acompanhou deste o primeiro dia dessa jornada, mas também a todos os outros que me ajudaram nesse processo, com ideias e inúmeras conversas esclarecedoras, em especial, Bruno, Fredo, Kenny, Gilseu, Thiago e Juliana.

Agradeço também a todos os meus amigos que sempre me deram apoio e estão ao meu lado todo momento. Aqui cito especialmente Rafaela, Luciana, Ana Flavia, Janaina, Jean, Ricardo, Magali e Victória.

Por fim, agradeço ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pela bolsa de estudos e auxílio financeiro que possibilitou a dedicação à essa dissertação.

Não há vergonha em não saber. O problema surge quando o pensamento e a conduta irracional se encarregam de preencher o vazio deixado pela ignorância.

(Neil deGrasse Tyson)

RESUMO

Um consumidor livre no mercado de energia brasileiro possui diversas opções para atendimento da sua demanda. No entanto, com o crescente incentivo, tanto ambiental quanto financeiro, para investimento nas energias renováveis, os grandes consumidores tem optado por garantir que seu suprimento seja associado com essas fontes e, com a diminuição no preço dessas tecnologias, as fontes renováveis já são competitivas no mercado, sendo que atualmente a energia eólica é a fonte mais atrativa no Brasil. Assim, uma das opções que o consumidor possui é realizar um contrato de longo-prazo com um gerador eólico. Assim, o presente trabalho busca analisar se, frente às outras opções de aquisição de energia, o investimento nessa modalidade contratual se traduz em benefícios financeiros para o consumidor. Para tanto, é criado um modelo dois-estágios para otimização do portfólio do consumidor, que consiste em um primeiro estágio com decisões binárias relativas à contratação da usina eólica e um segundo estágio estocástico e multi-estágio com decisões contínuas relativas às outras opções de contratação. Considera-se que a planta e o consumidor estão localizados no mesmo submercado, sendo que os dois submercados para teste são Sul e Nordeste, já que esses apresentam maior maturação da fonte eólica. O modelo observa todo o horizonte do contrato, sendo este a vida útil da planta renovável. Ainda, é considerada a modalidade de contratação da usina eólica por disponibilidade que é comparada com a contratação por quantidade que teve.

Palavras-chave: Contratação energia eólica. Consumidor livre. Otimização Estocástica. Gestão de Portfólio.

ABSTRACT

A free consumer in the Brazilian Energy Market has several options to attend its own demand. Among them, the consumer can choose to sign a long-term contract to supply its demand. Because of the increasing environmental and financial incentives for investment in renewable energies, this consumer can choose to sign this contract with a renewable generator. Thus, this work focuses in determine if, considering all the options available, it is beneficial to the free consumer to invest in a renewable long-term contract. As, nowadays, in Brazil and in the rest of the world wind energy is the most competitive energy source, this will be the renewable source considered. Therefore, a stochastic two-stage model is created to optimize the consumer portfolio, which consists in continuous variables, related to the amount of energy contracted, and binary variables, that signalize the renewable long-term contract. To solve this model, is used Benders' decomposition techniques. Yet, in Brazil, the energy market is divided into submarkets, that have its own prices and, in order not to deal with differences in prices between submarkets, the consumer and the wind power plant are considered to be installed in the same submarket. South and Northeast are the submarkets analyzed, because of their wind energy maturity. The model explores a long-term horizon that comprises the long-term contract's duration that covers the entire life cycle of the power plant. The contractual modality chose was the availability contract but is also tested quantity contracts and these two contract types will be compared.

Keywords: Renewable energy. Free consumer. Stochastic Optimization. Energy Procurement.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução do LCOE (US\$/MWh) para a fonte eólica no mundo.	20
Figura 2.1 – Divisão dos agentes consumidores no ACL.	28
Figura 2.2 - Liquidação de energia no MCP pela ótica do consumidor.....	30
Figura 2.3 – Alternativa de suprimento da demanda do consumidor livre.	33
Figura 2.4 - Diagrama explicativo do funcionamento do modelo mensal.....	37
Figura 2.5 - Atendimento à demanda em MWm.	42
Figura 3.1 – Composição dos recursos de geração de energia elétrica em 2017.	44
Figura 3.2 - Evolução dos preços dos leilões de energia eólica (R\$/MWh).	45
Figura 3.3 – Cenários de preços de energia eólica.....	46
Figura 3.4 – Histórico mensal de geração de energia eólica (MWm).....	48
Figura 3.5 - Box plot da geração eólica (Praia Formosa à esquerda). Eixo horizontal dado pelos meses do ano e eixo vertical pela geração em MWm.....	49
Figura 3.6 -Cenários de geração eólica (MWm).	50
Figura 3.7 – Evolução histórica do PLD por submercado (R\$/MWh).....	51
Figura 3.8 – Cenário do preço de liquidação das diferenças (R\$/MWh).....	53
Figura 3.9 – Comparação entre o PLD, preços de contratos e CME (R\$/MWh)...	54
Figura 3.10 – Cenário de preços de contrato de 1 e 3 anos para o subsistema Nordeste (R\$/MWh).....	56
Figura 4.1 - Estratégia geral de solução	58
Figura 4.2 - Exemplo de árvore de cenários.	60
Figura 4.3- Estrutura geral da árvore.	61
Figura 5.1 - Estratégia de atendimento da demanda.....	68
Figura 5.2 - Estratégia de atendimento da demanda.....	69
Figura 5.3 - Estratégia de atendimento da demanda.....	69
Figura 5.4 - Estratégia de atendimento da demanda.....	70
Figura 5.5 - Variação percentual do PLD.....	71
Figura 5.6 - Decisões de contratação do modelo mensal referentes à planta eólica.	72
Figura 5.7 - Custos ótimos de cada cenário.	72
Figura 5.8 - Estratégia de atendimento da demanda.....	73
Figura 5.9- Estratégia de atendimento da demanda.....	74
Figura 5.10 - Decisões de contratação do modelo mensal referentes à planta eólica.	75

Figura 5.11 - Custos ótimos de cada cenário.	75
Figura 5.12 – Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo anual.	77
Figura 5.13 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.	78
Figura 5.14 - Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Nordeste.	79
Figura 5.15 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo anual.	82
Figura 5.16 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.	83
Figura 5.17 - Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Nordeste, considerando contratação por quantidade.	84
Figura 5.18 – Comparação custos para contratos por disponibilidade e quantidade.	86
Figura 5.19 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo anual.	86
Figura 5.20 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.	87
Figura 5.21 – Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Sul.....	88
Figura 5.22 – Comparação de custos com aumento de participação da geração eólica em 50%.	89
Figura 5.23 - Evolução do limite superior e inferior pelo número de iterações em milhões de R\$/h.....	90
Figura 5.24 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.	91
Figura 5.25 - Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Sul.....	92
Figura 5.26 – Comparação custos para contratos por disponibilidade e quantidade.	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Preços dos contratos (R\$/MWh).....	39
Tabela 2.2- Preços da energia no mercado de curto-prazo (R\$/MWh).....	39
Tabela 2.3– Geração eólica (MWmed) e custo associado (R\$/MWh).	40
Tabela 2.4 - Volumes contabilizados por ano para cada opção de aquisição ou venda de energia (MWm).	42
Tabela 2.5 - Custos que compõem a função objetivo (milhões de R\$).....	43
Tabela 3.1 – Média (MWm) e desvio padrão mensais dos dados históricos.	49
Tabela 5.1 – Dimensão dos modelos mensal e anual.	67
Tabela 5.2- Porcentagem de contratação da usina eólica.	71
Tabela 5.3- Porcentagem de contratação da usina eólica.	74
Tabela 5.4- Composição do problema anual.	76
Tabela 5.5- Composição do problema mensal.	76
Tabela 5.6 – Resultados da otimização de cinco árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual.	78
Tabela 5.7 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal.	78
Tabela 5.8 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal com diminuição de 25% do PLD.	80
Tabela 5.9- Composição do problema linear.	80
Tabela 5.10 – Medidas de risco e custos ótimos da simulação <i>out-of-sample</i>	81
Tabela 5.11 - Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual, considerando contratação por quantidade.	83
Tabela 5.12 - Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal, considerando contratação por quantidade.	84
Tabela 5.13 – Medidas de risco e custos ótimos da simulação <i>out-of-sample</i>	85
Tabela 5.14 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual.	87
Tabela 5.15 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal.	87
Tabela 5.16 – Resultados da otimização do modelo mensal para aumento de participação da geração eólica em 50%.	89
Tabela 5.17 – Medidas de risco e média de custos da simulação <i>out-of-sample</i>	90

Tabela 5.18 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual.....	91
Tabela 5.19 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal.....	92
Tabela 5.20 – Medidas de risco e média de custos da simulação <i>out-of-sample</i>	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APE – Autoprodutor de Energia

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CCEAL – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de contratação Livre

CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de contratação Regulada

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMO – Custo Marginal de Operação

CME – Custo Marginal de Expansão

DB – Decomposição de Benders

EER – Encargo de Energia de Reserva

EES – Encargo de Serviço de Sistema Energético

LCOE – Levelized Cost of Energy

MCP – Mercado de Curto Prazo

MP – Problema Mestre

PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PLIM – Programação Linear Inteira Mista

PROINFA – Programa de Incentivo de Fontes Alternativas de Energia

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

SP – Subproblema

VR – Valor Anual de Referência

LISTA DE SÍMBOLOS

- t índice associado aos anos;
- T número de estágios anuais do horizonte de planejamento;
- m índice associado aos meses do ano;
- i índice associado ao tipo de contrato de compra de energia;
- I conjunto de índices associado com os tipos de contrato;
- J taxa de desconto;
- r índice associado com a atualização para valor presente dos custos futuros;
- β estágio limite para a usina eólica entrar em funcionamento;
- ζ período necessário para construção da usina;
- $P_{itm}^{(\xi)}$ preço do mercado para contrato do tipo i que inicia no ano t , mês m (R\$/MWh). Admite-se, por enquanto, que esse preço é constante ao longo da duração do contrato. A letra ξ indica que este parâmetro é considerado uma variável aleatória;
- X_{itm} volume do contrato do tipo i que se inicia no ano t , mês m (MWh). Por definição, um contrato do tipo i tem duração de i estágios de tempo. Admite-se que esse volume é constante ao longo da duração do contrato;
- q_{tm} média móvel da diferença entre o volume contratado e consumido no ano t , mês m (MWh). Este valor deve ser positivo;
- a_{itm} representa os volumes acumulados de contratos com duração i , tal que $i > 1$, no ano t , mês m (MWh);
- $S_{tm}^{(\xi)}$ preço da energia no mercado de curto prazo durante o ano t , mês m (R\$/MWh);
- $R_{tm}^{(\xi)}$ valor de referência para apuração de penalidade por subcontratação no ano t , mês m (R\$/MWh);
- $C_{tm}^{(\xi)}$ preço da energia eólica durante o estágio t (R\$/MWh);
- D período de vigência do contrato com a planta eólica;
- U_{tm} variável auxiliar binária para indicar se no ano t , mês m os pagamentos do contrato com usina eólica são iniciados;
- Z_{tm} variável de decisão binária que indica se a usina eólica está disponível para a operação no ano t , mês m ;
- y_{tm} volume de energia comprado ou vendido no mercado de curto prazo durante no ano t , mês m (MWh);
- $W_{tm}^{(\xi)}$ geração eólica no ano t , mês m (MWh);
- $L_{tm}^{(\xi)}$ demanda de energia do APE no estágio t , mês m (MWh);

- V^{\max} volume máximo de energia que pode ser vendido no mercado de curto prazo no ano t , mês m (MWh);
- M_i^{\max} volume máximo do contrato do tipo i (MWh);
- h índice associado aos nós da árvore de cenários;
- N número total de nós do horizonte de planejamento;
- t_h índice associado ao ano t referente ao nó h ;
- p_h probabilidade de ocorrência da realização da variável aleatória do nó h ;
- A_h^j ancestral j do nó h ;
- α variável que aproxima os custos do SP no MP;
- Ψ custo ótimo do MP;
- Θ custo ótimo do SP;
- π_{hm} multiplicador de Lagrange associado;
- \bar{z}_{tm} valor estimado para a disponibilidade da planta eólica.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	TRABALHOS RELACIONADOS.....	21
1.2	OBJETIVO	26
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	27
2	O PROBLEMA DO CONSUMIDOR LIVRE	28
2.1	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ACL.....	29
2.1.1	Contratos de compra e venda de energia.....	29
2.1.2	Mercado de curto prazo	30
2.1.3	Penalidades	30
2.1.4	Contrato de longo-prazo com planta eólica	32
2.2	MODELAGEM DO PROBLEMA	32
2.2.1	Modelo de Otimização	34
2.2.2	Formulação do modelo anual	38
2.2.3	Problema Brinquedo (“Toy Problem”)	39
3	INCERTEZAS DO MODELO	44
3.1	GERAÇÃO E PREÇOS DA ENERGIA EÓLICA	44
3.2	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	50
3.3	PREÇO DOS CONTRATOS BILATERAIS	53
4	MODELO ESTOCÁSTICO	57
4.1	ESTRUTURA DA ÁRVORE.....	59
4.2	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO.....	61
4.2.1	Algoritmo de decomposição de Benders	64
5	RESULTADOS COMPUTACIONAIS	66
5.1	PREMISSAS DO MODELO	66
5.2	RESULTADOS DO MODELO DETERMINÍSTICO	67
5.2.1	Caso 1 – Submercado Nordeste	68
5.2.2	Caso 2 – Submercado Sul.....	73
5.3	RESULTADOS DO MODELO ESTOCÁSTICO	76

5.3.1	Submercado Nordeste.....	77
5.3.2	Submercado Sul.....	86
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
6.1	TRABALHOS FUTUROS	96
Dados 105		
	Submercado Nordeste – Anual	105
	Submercado Nordeste – Mensal	106
	Submercado Sul - Anual	107
	Submercado Sul- Mensal	108

1 INTRODUÇÃO

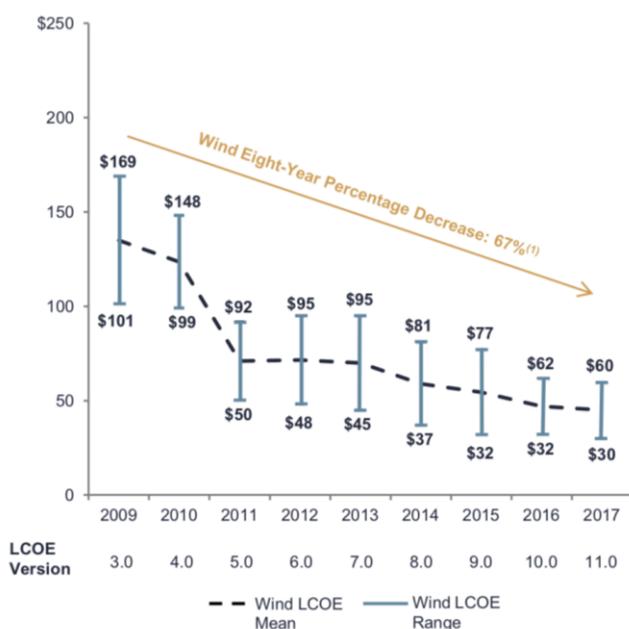
Os sistemas de energia elétrica incorporam diversos agentes de geração, transmissão e distribuição, dentre os quais é possível destacar o Consumidor Livre de Energia. Consumidores livres são aqueles que podem escolher o seu fornecedor de energia. Esses consumidores são divididos em dois grupos. No primeiro estão as unidades consumidoras com demanda igual ou acima de 3MW atendidas em tensão maior ou igual a 69kV ou em qualquer nível de tensão se o fornecimento começou a partir de 7 de julho de 1995. Esses consumidores podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia. Já o segundo grupo é composto por unidades consumidoras com demanda maior ou igual a 500 kW atendidos em qualquer tensão. Esse segundo grupo pode escolher seu fornecedor, porém restrita à energia oriunda de fontes incentivadas, i.e., Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas de biomassa, eólicas, solares e sistemas de cogeração qualificada (ABRACEEEL, [s.d.]).

Nesse contexto, realizar contratos de longo prazo com agentes geradores se torna uma alternativa para os grandes consumidores de energia elétrica para que esses evitem estarem expostos à variação de preços da eletricidade no mercado de energia e garantindo segurança no fornecimento. Contudo, ao investir em um contrato com uma planta renovável, esse consumidor pode acabar exposto ao risco de gestão da geração intermitente da planta e ainda ao risco de investimento no contrato firmado.

Analisando a realidade internacional, o mercado de energias alternativas está em expansão em todo o mundo, principalmente na Europa, onde a energia eólica e a solar vêm ganhando destaque. A crescente demanda por energia limpa é explicada por programas governamentais, pela participação da iniciativa privada, por projetos desenvolvidos pelas companhias de energia e pelo amplo investimento em pesquisa e desenvolvimento, que proporcionaram, ao longo do tempo, redução dos custos e melhoramento da eficiência técnica das usinas. O Brasil, apesar de possuir bastantes usinas hidroelétricas, tem apenas recentemente apresentado uma expansão da aplicação das fontes eólica e solar em território brasileiro (MENDES, 2011). Esse avanço foi possível devido aos incentivos do governo e a conseqüente diminuição do preço dessas tecnologias. Assim, essas fontes vêm ganhando espaço, tornando-se

interessantes alternativas para a geração de energia. Com o apelo sustentável difundido pelo mundo, somado à referida queda nos custos de implantação, as empresas têm buscado garantir que sua eletricidade seja fornecida por fontes renováveis, em especial solar e eólica. A Figura 1.1 mostra a evolução do Levelized Cost of Energy (LCOE)¹ entre os anos de 2009 a 2017. É possível notar a diminuição do LCOE ao longo do tempo associado à energia eólica, sendo que essa já apresenta maior vantagem de investimento em relação à energia nuclear, a base de carvão ou de gás natural.

Figura 1.1 - Evolução do LCOE (US\$/MWh) para a fonte eólica no mundo.



Fonte: (LAZARD, 2018)

Por serem intermitentes, a fonte eólica e a solar trazem desafios em relação ao gerenciamento da sua geração. Para que um aerogerador produza energia elétrica é necessário que a velocidade do vento se encontre em um intervalo definido, sendo que para modelar a geração de energia futura são utilizados modelos de geração de cenários de vento. Dessa forma, tem-se apenas uma estimativa do que irá ser gerado, o que gera um risco associado a cada decisão para o agente que for responsável pela

¹ Este indicador estima os custos de investimento e operação de um tipo de usina durante toda a sua vida-útil e divide este valor pela sua respectiva produção de energia. Ainda, este indicador permite a comparação de diferentes tecnologias que possuem características diversas (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY; OFFICE OF INDIAN ENERGY, 2015).

gestão dessa geração intermitente. Assim, de forma a utilizar a fonte eólica como possibilidade para suprir boa parte da demanda de um consumidor, são necessários estudos que analisem cenários futuros de geração e contratação para verificar se um investimento em energia eólica é vantajoso e qual a melhor maneira para gerenciar esse contrato em conjunto com os demais ativos do agente.

1.1 TRABALHOS RELACIONADOS

Primeiramente, serão analisados trabalhos que consideram usinas de autoprodução instaladas, ou seja, o investimento para a construção dessas usinas já foi feito e é realizado apenas o gerenciamento da geração. Nesses casos, a usina pertence ao consumidor, o qual é enquadrado como autoprodutor, o que não é o caso do agente abordado no estudo desse trabalho. No entanto, os estudos possuem análises semelhantes e, portanto, são importantes no processo de revisão da literatura.

Atualmente, existem vários trabalhos que envolvem a utilização da cogeração como autoprodução. Como a cogeração não é um processo intermitente, existe uma liberdade do consumidor para ligar e desligar a cogeração quando necessário. Por exemplo, o trabalho de (GARCÍA, 2004) aborda um consumidor industrial com demanda elétrica e térmica e que utiliza cogeração para suprir tal demanda. Esse consumidor pode vender o seu excedente para o mercado e realizar contratos de compra de energia para suprir a indústria quando a cogeração não for suficiente. O objetivo do trabalho é otimizar a contratação deste consumidor e a operação da cogeração.

Um trabalho semelhante é o de MANOTAS-DUQUE et al. (2014) que propõem gerenciar um portfólio via modelo de otimização estocástica para abastecimento de um consumidor final não-regulado no mercado colombiano. O modelo tem como objetivo encontrar a quantidade ótima de energia que deve ser fornecida por cada uma das três formas de abastecimento disponíveis: (i) compra no mercado spot, (ii) compra mediante contratos bilaterais, e (iii) cogeração. O modelo visa minimizar o custo esperado e o risco associado. A energia remanescente da autoprodução pode também ser vendida no mercado spot. O horizonte de planejamento é de seis meses

e o consumidor tem oito possibilidades de contrato com duração e preços fixos, além de limites máximos e mínimos de contratação.

Outros trabalhos ainda abordam autoprodutores (APEs) sem especificar a fonte de autoprodução, como o trabalho de CARRION et al. (2007) e CONEJO; FERNANDEZ-GONZALEZ; ALGUACIL (2005). Ambos os modelos consideram que o APE tem a possibilidade de realizar contratos bilaterais, produzir sua própria energia ou ainda negociar no mercado de curto-prazo. A solução do problema é encontrada por meio de um modelo de otimização, sendo esse estocástico para o primeiro trabalho e determinístico para o segundo, o qual determina quais contratos devem ser assinados e as quantidades de energia que devem ser adquiridas em cada um. Também fornece a solução ótima das compras no mercado de curto prazo. Para esses trabalhos, o modelo da autoprodução é simplificado, pois as únicas restrições são de limites de geração, sendo que o APE tem controle sobre a quantidade produzida.

Por outro lado, pouco destaque é dado para a autoprodução por geração eólica. Dentre os trabalhos existentes se destaca FERNANDES (2015), o qual realiza a avaliação da instalação de uma autoprodução eólica em um consumidor de médio porte considerando tanto os custos com a instalação da planta eólica, quanto os custos de pós instalação, depreciação da planta, vida útil, entre outros. Várias alternativas são testadas, como troca da fonte eólica por fonte solar, diferente localização e número de turbinas, entre outras. Em relação às tarifas de aquisição de energia, é utilizado um valor por kWh fixo multiplicado pela energia necessária, sendo testada ainda uma tarifa dinâmica, baseada no horário de compra de energia e oferta desta na rede. Como o estudo foi feito em Portugal, país com maturação de energia eólica, quando se emprega tarifa dinâmica, em conjunto com a instalação da autoprodução, esta se torna uma alternativa inviável, pois os períodos de alta disponibilidade de energia na rede são exatamente os horários onde as usinas eólicas estão produzindo a maior parte de sua energia e, portanto, os horários nos quais a energia é mais barata.

LEIF HANRAHAN et al. (2014) realiza uma combinação de geração eólica e cogeração de energia para atender uma indústria na Irlanda. Esse trabalho não considera os custos de instalação da planta eólica, levando em conta somente os custos *a posteriori*, tais como manutenção e operação. Também não são

considerados contratos para compra ou venda de energia elétrica, pois esta é vendida ou comprada a preço de mercado.

SHAFER (2010) realiza um estudo de caso de uma indústria de cimento na Califórnia, mostrando uma alternativa em relação à autoprodução, pois a geração é construída para atender a indústria, mas os custos com a construção da planta, operação e manutenção são arcados por uma empresa externa que será a dona da planta. Assim, a indústria se compromete com um contrato de longo prazo com a geradora para atendimento de 35% da carga. Para o estudo de caso se analisou o perfil de carga e geração, pois tanto a indústria de cimento, como a geração eólica possuem perfis intermitentes. Também por esse motivo a geração e a demanda estão em constante comunicação, pois dependendo da oferta de energia é programada a operação da empresa. As características desse estudo de caso são próximas às consideradas no estudo alvo do trabalho aqui proposto.

Devido a escassa bibliografia referente ao problema de um consumidor livre de energia que busca investir em um contrato de geração eólica, buscou-se trabalhos que realizassem o gerenciamento de portfólio de outros tipos de agentes do mercado considerando o investimento em contratos de energia renovável como parte do portfólio.

No trabalho de FANZERES; STREET; BARROSO (2015) é proposto um modelo de otimização para definição de estratégias de contratação de uma empresa de comercialização avessa a risco e que possui ativos de energia renovável no seu portfólio. Devido à natureza intermitente da energia renovável, o risco de a comercializadora ficar exposta aos preços do mercado de curto-prazo é alto e deve ser mitigado. O modelo combina uma otimização robusta em relação aos preços do mercado de curto prazo e uma representação estocástica da geração renovável. Essa combinação é escolhida de forma a reconhecer a dinâmica da geração renovável e, ainda, reconhecer a dificuldade da estimação de preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL) brasileiro, principalmente em se tratando do caso de longo prazo, já que o período considerado é de 10 anos. Os contratos realizados com os geradores renováveis são contratos de capacidade e as usinas escolhidas são uma pequena central hidrelétrica e uma planta eólica. A comercializadora vende um contrato *flat* de energia para um consumidor e, portanto, deve garantir que esse contrato seja suprido.

No entanto, como os contratos de capacidade não garantem que uma quantidade fixa de energia será entregue, a comercializadora incorpora todo o risco de preço e quantidade.

Buscando a melhor estratégia de investimento em ativos de energia renovável, BRUNO et al. (2016), apresentam um modelo multi-estágio em que a cada estágio o agente de energia precisa decidir se investe em projetos de energia renovável. A decisão se concentra em definir o nível de investimento em cada projeto e o preço de contrato que esta energia será vendida no mercado, além do momento certo de se realizar o investimento. A geração de cada projeto e o preço spot são as incertezas do modelo e são definidos como processos randômicos. O modelo é resolvido via Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (PEREIRA; PINTO, 1991) de forma a maximizar os retornos dados pela diferença em receita do contrato e venda de energia no mercado de curto prazo em relação ao custo do investimento. O autor sugere que o modelo seja aplicado para geradores.

PÉREZ ODEH; WATTS; NEGRETE-PINCETIC (2018) fazem uma revisão da literatura a respeito das principais aplicações da otimização de portfólio para dois principais agentes: investidores e gerenciadores. Pela perspectiva do investidor se busca maximizar os retornos e limitar a exposição ao risco, enquanto que, pela perspectiva do gerenciador, esse tem que criar um portfólio com instrumentos de compra/venda de energia, mas se proteger contra os riscos. O autor destaca que no processo de otimização de portfólio, existe dois principais problemas. O primeiro é a confiança excessiva nos dados históricos e na análise estatística para prever o comportamento dos preços futuros em detrimento de uma análise mais estrutural, a qual pode incluir alterações no sistema de transmissão, na capacidade instalada, ou na alteração da matriz elétrica. O segundo é a omissão das complementariedades entre as fontes renováveis que será descrita melhor nos parágrafos seguintes. Para o caso dos investidores, diferentes estimativas de lucro podem ser utilizadas como Valor Presente Líquido (VPL) ou Taxa Interna de Retorno (TIR). Por outro lado, gerenciadores tem que lidar com grandes níveis de incertezas, como as relacionadas aos preços do mercado spot e à geração das fontes intermitentes. Além disso, tais aplicações geralmente consideram modelos estáticos, pois modelos dinâmicos ou multi-estágio tendem a exigir grande esforço computacional.

No tocante à complementariedade entre as fontes eólica e hidroelétrica, essa ocorre principalmente no submercado Nordeste. Como a maior parte da energia brasileira provem de fonte hidráulica, o preço da energia é dependente do regime de afluições, ou seja, quando o regime de afluição está baixo o preço da energia tende a aumentar e quando está alto, o preço tende a diminuir. Um dos primeiros trabalhos a abordar a complementariedade é o de (RAMOS; GUARNIER; WITZLER, 2012), o qual explora a complementariedade entre as fontes renováveis de forma a mitigar os efeitos das incertezas na geração de energia eólica. De forma mais aprofundada, WITZLER (2015) desenvolveu uma metodologia para reconstrução das séries históricas de vento utilizando dados históricos provenientes de modelos de mesoescala. De posse desses dados, foi comprovada a complementariedade entre vento e afluição, resultando na diminuição dos riscos dos geradores eólicos que quisessem comercializar a sua energia no mercado livre. O trabalho de MACHADO (2016) realiza uma análise sobre a utilização do modelo autoregressivo periódico (PAR) para a geração de séries sintéticas hidroeólicas. Em posse dos cenários criados mostrou-se que as séries eólicas do Nordeste possuem maior variância comparadas com as do submercado Sul e que existe complementariedade entre as fontes eólica e hidroelétrica no submercado Nordeste. Por fim, MUMMEY (2017) analisa os efeitos dessa complementação ao considerar a inserção das usinas eólicas no modelo de planejamento de médio-prazo brasileiro modeladas como usinas hidroelétricas a fio d'água. Assim, em períodos de hidrologia desfavorável, a eólica consegue gerar mais e ajudar no atendimento da carga, evitando-se a elevação dos custos pelo despacho de usinas térmicas. No entanto, tal abordagem ainda não é utilizada no modelo de planejamento oficial e, por isso, atualmente, os efeitos da complementariedade nos preços de energia ainda são incertos.

Dentre os trabalhos que analisam investimentos em energias renováveis explorando a complementariedade se destaca (STEINLE CAMARGO et al., 2016) com extensão em (STEINLE CAMARGO, 2016) o qual foca em estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco *versus* retorno. Assim são analisados três perfis, um focado em agentes geradores, o outro focado em agentes consumidores e o último em agentes comercializadores. No caso

dos agentes geradores busca-se a alocação ótima em contratos e a formação de portfólio de forma a mitigar os efeitos indesejáveis da exposição negativa ao PLD. No caso dos consumidores, esses ficam mais suscetíveis à volatilidade dos preços e sua estratégia de atendimento da demanda depende do perfil de risco. Assim, busca-se estabelecer a duração dos contratos e o melhor momento para realizar as operações. Pela ótica dos agentes comercializadores, deve-se definir uma estratégia de compra e venda de contratos que consiga controlar os riscos das operações. Para todos os agentes foram desenvolvidos modelos de otimização que utilizam como métrica de risco o *Conditional Value-at-Risk* (CVAR).

1.2 OBJETIVO

Conforme citado anteriormente, tem-se espaço na literatura, em especial na nacional, para o desenvolvimento de um modelo de otimização que leve em consideração, nas decisões de compra e venda de um consumidor livre, a possibilidade de investir em ativos de geração eólica, dado que esse tipo de geração é escolhido por ser uma das fontes mais atrativas atualmente.

No contexto do ACL, os consumidores possuem várias possibilidades para atendimento da sua demanda tais como contratos bilaterais e aquisição de energia no curto prazo. Cada uma pode ser considerada de forma a explorar todo o potencial oferecido para os consumidores inseridos nesse ambiente. No entanto, ao ponderar a opção de um contrato de longo-prazo com uma usina eólica, se optou por considerar como período de validade do contrato a vida útil da planta, de forma a abranger de forma apropriada os impactos decorrentes da decisão de contratação. Além disso, quanto maior o período de análise maiores serão as incertezas a serem inseridas no modelo. De forma a considerar essas incertezas, propõe-se usar um modelo de otimização estocástica que busque definir uma estratégia de longo prazo para um consumidor livre atender sua demanda.

De maneira mais específica, tem-se os seguintes objetivos:

- Propor um modelo de otimização, incorporando as restrições associadas a cada opção de suprimento da demanda dentro do contexto do ACL como a possibilidade de investir um contrato de longo-prazo com uma planta eólica para suprir parte da demanda de energia de um consumidor livre;
- Analisar as estratégias de compra de energia e venda dos por parte do

consumidor.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O próximo capítulo aborda o problema do consumidor livre de energia, detalhando suas opções de contratação no ACL, e um modelo determinístico linear-inteiro misto é inicialmente apresentado. Além disso, por motivos didáticos, é utilizado um exemplo de pequeno porte para ilustrar a modelagem do problema. Por sua vez, o capítulo 3 aborda a geração de cenários relacionados às incertezas do modelo, os quais serão usados para construir uma árvore de cenários. O modelo estocástico é então exposto no capítulo 4, descrevendo a estrutura geral da árvore multi-estágios que considera dois níveis de discretização para um horizonte de longo-prazo. Além disso, é descrita a estratégia de solução do problema, a qual é baseada na decomposição de Benders. No capítulo 5 são discutidos os resultados computacionais do modelo a partir de um caso base. Neste capítulo é realizada ainda uma comparação quanto ao desempenho e resultados do modelo para diferentes configurações de simulação. Por fim, o capítulo 6 apresenta as principais conclusões deste trabalho assim como as recomendações para trabalhos futuros.

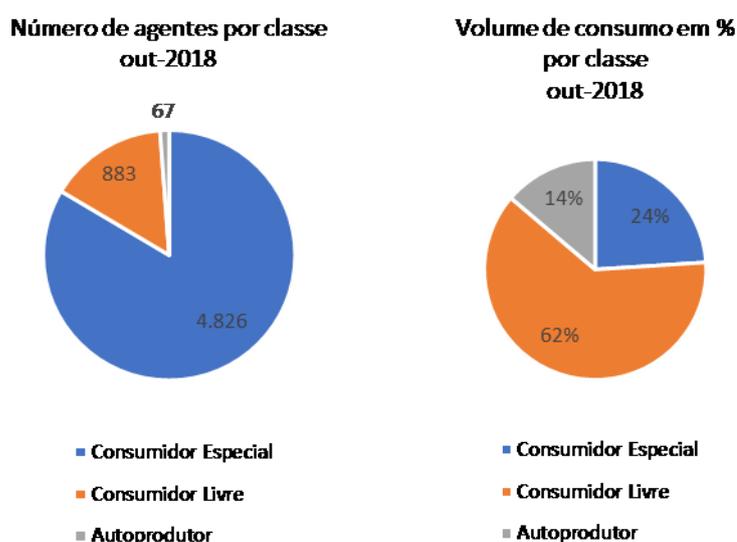
2 O PROBLEMA DO CONSUMIDOR LIVRE

Como mencionado no capítulo anterior, o consumidor livre é um dos agentes do mercado de energia elétrica brasileiro. Esse mercado possui dois ambientes de contratação de energia distintos: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O ACR é o ambiente em que os consumidores são ditos “cativos”, o que implica que esses apenas podem comprar energia elétrica da distribuidora local. As tarifas e condições de fornecimento são reguladas pela ANEEL. O ACR é formado pelos consumidores de baixo consumo, distribuidoras, geradores e comercializadoras. Os contratos nesse ambiente, entre a distribuidora e os fornecedores de energia, são firmados em leilão e a distribuidora é responsável pelo atendimento de 100% da sua demanda. Os termos do contrato dependem do tipo de leilão em que ele foi firmado, estando sujeito a regulamento específico.

Por outro lado, o ACL é o ambiente no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre as partes (BRASIL, 2004). As operações são realizadas entre consumidores livres ou especiais, produtores independentes, autoprodutores, importadores, exportadores, geradores e comercializadoras de energia.

Analisando a Figura 2.1, nota-se que os consumidores livres e especiais apresentam a maior parte do consumo do ACL.

Figura 2.1 – Divisão dos agentes consumidores no ACL.



Fonte: (CCEE, 2018b)

2.1 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ACL

No ACL existem diversas regras e procedimentos que devem ser respeitados para a comercialização de energia, sendo esse o ambiente onde o consumidor livre está inserido. Desse modo, nas próximas seções será realizada uma explanação a respeito da comercialização de energia no ACL.

2.1.1 Contratos de compra e venda de energia

No ACL existem os contratos de comercialização de energia no ambiente de contratação livre (CCEAL) e os contratos de comercialização de energia incentivada (CCEI). Esses contratos possuem preços, prazos e demais condições livremente negociadas entre os agentes, sem interferência da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os contratos realizados no ACL se constituem em uma forma de proteção para os consumidores contra elevações bruscas nos valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), além de garantir maior clareza nos custos, já que geram um fluxo de caixa constante e previsível. Quanto maior for o período de contratação, menos expostos a estas variações os consumidores estarão; porém, esses perdem a oportunidade de lucrar com o PLD baixo nos períodos de grande disponibilidade energética (RIBEIRO, 2015).

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL) dispõe sobre as condições gerais de contratação de compra e venda de energia elétrica. Em um contrato deverá ser especificado o tipo de energia contratada, podendo ser incentivada ou convencional, a quantidade contratada, o ponto de entrega, o cronograma e períodos de suprimento, a modulação, sazonalidade e flexibilidade mensal (ABRACEEL, 2013).

As modalidades contratuais são divididas em contratos por quantidade e por disponibilidade. Nos contratos por quantidade os riscos são assumidos integralmente pelo gerador. Esse se compromete a fornecer um volume de energia ao comprador, a um preço em R\$/MWh, por um determinado horizonte e, caso não possa fornecer tal volume, deve comprar energia e arcar com os custos decorrentes. Nos contratos por disponibilidade os consumidores que devem arcar com os riscos. Se o gerador gerar menos que o contrato, o consumidor terá que comprar mais energia para suprir sua

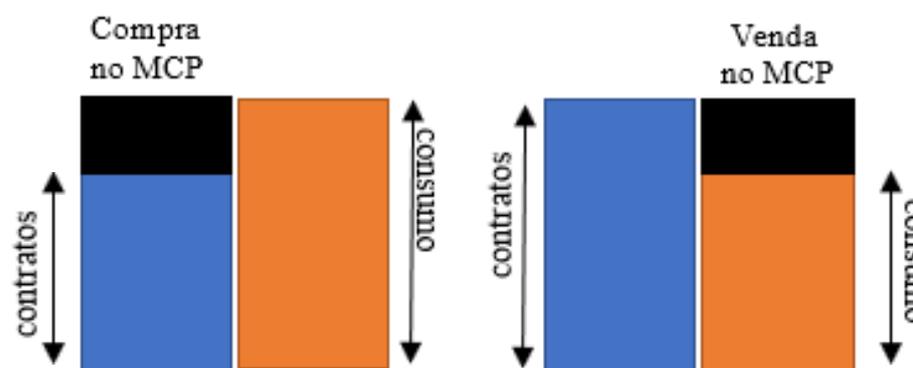
demanda; entretanto, se ocorrer excedente na geração o consumidor fica com o benefício da venda no Mercado de Curto Prazo (MCP) (SICILIANO, 2010). No ACL os contratos são usualmente por quantidade e, portanto, neste trabalho, essa será a modalidade contratual utilizada, sendo que a quantidade de energia entregue será *flat*, ou seja, não apresentará sazonalidade.

2.1.2 Mercado de curto prazo

As relações comerciais entre os agentes participantes do ACL são regidas por contratos, os quais devem ser registrados na CCEE. A cada hora, a CCEE realiza a contabilização das diferenças entre os volumes contratados e os volumes efetivamente consumidos. As diferenças são então liquidadas mensalmente no MCP ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Assim, caso os contratos de um consumidor sejam insuficientes para cobrir o consumo verificado, é como se o agente comprasse esse montante faltante no MCP. Da mesma forma, caso ocorra sobra de energia, a CCEE liquida essa parcela, vendendo esta energia no MCP (TOLMASQUIM, 2011). A Figura 2.2 ilustra este mecanismo.

Figura 2.2 - Liquidação de energia no MCP pela ótica do consumidor.



Fonte: Produção do próprio autor.

2.1.3 Penalidades

Os consumidores livres e especiais devem garantir o atendimento de 100% de sua carga, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria, de contrato de fornecimento com agente de distribuição, de CCEALs, para consumidores livres, ou de CCEIs, para consumidores especiais, registrados na CCEE. Caso se verifique insuficiência de cobertura contratual, o consumidor deve pagar uma

penalidade e, como mostrado no item anterior, ainda comprar a diferença entre a energia contratada e consumida no MCP.

Em termos financeiros, a penalidade equivale ao montante de déficit de energia multiplicado pelo maior valor entre o chamado Valor Anual de Referência (VR)² e o PLD. Esta penalidade será apurada mensalmente com base na média do consumo medido dos 12 meses precedentes. As Equações (2.1) a (2.3) mostram como o cálculo da penalidade de subcontratação é feito.

$$NIC_{tm} = \max \left(0, \sum_{g=1}^m (CRCC_{tg} - CCD_{tg}) + \sum_{g=m+1}^{12} (CRCC_{t-1,g} - CCD_{t-1,g}) \right) \quad (2.1)$$

$$PREF_{tm} = \max(PLD_{tm}, VR) \quad (2.2)$$

$$IC_{tm} = \frac{NIC_{tm}}{12} \cdot PREF_{tm} \quad (2.3)$$

Em que:

NIC_{tm} Nível de insuficiência contratual acumulado nos 12 meses anteriores ao mês m , dado pelo excedente do consumo em relação a quantidade de energia contratada ou gerada (MWh);

$CRCC_{tm}$ Consumo (MWh) no ano t , mês m , já descontada a autoprodução;

CCD_{tm} Cobertura do consumo do agente (MWh) no ano t , mês m , dada pela quantidade contratada de energia;

$PREF_{tm}$ Preço de Referência para penalização (R\$/MWh), dado pelo valor máximo entre o PLD do mês vigente e o valor de referência (VR);

IC_{tm} Penalidade associada a insuficiência contratual no mês m (R\$) do ano t , que é dada por uma média móvel da subcontratação de energia nos últimos 12 meses multiplicada pelo preço da penalização.

² O VR é o preço teto para o repasse das concessionárias de distribuição dos custos de aquisição de energia elétrica para as tarifas dos consumidores finais. Esse valor é definido pela média dos preços e montantes dos contratos fechados em leilões anteriores e é homologado anualmente pela ANEEL (BRASIL, 2004).

2.1.4 Contrato de longo-prazo com planta eólica

No Brasil, um consumidor livre pode realizar um contrato de longo prazo com uma usina para que essa atenda o seu consumo durante toda a sua vida-útil. Tal contrato não classifica uma autoprodução, pois o consumidor não possui a usina, mas, caso este possua parte das ações da usina, ela pode eventualmente ser classificada como autoprodução. Esses contratos são firmados entre os agentes e, como são firmados no ACL, usualmente são contratos por quantidade. No entanto, a maior parte dos contratos com plantas eólicas foram, até o momento, realizados no ACR e, nesse ambiente, foram historicamente negociados como contratos por disponibilidade. Esse tipo de contrato foi utilizado de forma que a fonte eólica pudesse adquirir maturação no mercado. Entretanto, a partir do leilão A-6 de 2018, a fonte eólica passou a ser comercializada por contratos de quantidade. Mesmo com as várias controvérsias em relação a real maturidade da fonte para a mudança da modalidade contratual, essa apresentou o menor preço em relação as demais fontes negociadas no mesmo leilão, fato que serviu como justificativa para a decisão do governo.

Assim, o modelo desenvolvido nesta dissertação considera, inicialmente, os contratos de disponibilidade para as usinas eólicas, mesmo no ACL, mas também é testada a modalidade de contratação por quantidade, já que é a modalidade normalmente utilizada para contratos nesse ambiente.

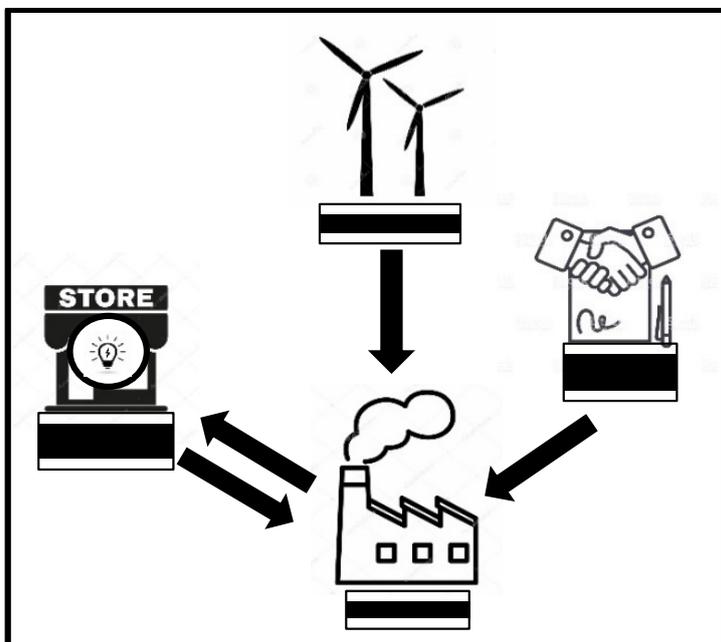
2.2 MODELAGEM DO PROBLEMA

O problema proposto se concentra em verificar se a estratégia de contratação de uma usina eólica para suprir a demanda de um consumidor eletrointensivo de energia elétrica traria benefícios no tocante à minimização dos custos. Para tanto, foi criado um modelo que realiza a gestão de contratos deste consumidor, possibilitando que se opte por contratar a usina eólica, caso essa estratégia demonstre ser uma alternativa vantajosa.

A Figura 2.3 ilustra as alternativas de suprimento da demanda que estão disponíveis para os consumidores livres de energia. Dentre elas o consumidor pode optar por realizar um contrato de longo-prazo com um gerador e, para isso, deve considerar o valor desse investimento e as condições de suprimento. Neste trabalho, será considerado o caso particular de uma usina eólica e, portanto, serão

considerados cenários de geração de energia durante a vida útil da usina para estimação do quanto efetivamente essa planta irá produzir.

Figura 2.3 – Alternativa de suprimento da demanda do consumidor livre.



Fonte: Produção do próprio autor.

Além disso, o consumidor pode realizar contratos bilaterais com geradores ou comercializadores para aquisição de energia. Nessa situação, as incertezas são decorrentes dos preços desses contratos que possuem certa relação com o PLD, e também com o custo de expansão e com as expectativas dos agentes do mercado de energia brasileiro.

Por fim, o consumidor tem como adquirir energia no mercado de curto prazo. Nesse caso, ele deve arcar com a penalidade advinda da insuficiência de cobertura contratual do consumo. Também no mercado de curto prazo, o consumidor pode optar por vender o excedente da sua autoprodução. Ambas as alternativas incorporam as incertezas do PLD que se torna mais incerto à medida que o horizonte aumenta.

Como visto, o problema possui natureza estocástica; contudo, na próxima seção é primeiro apresentada a modelagem determinística do problema do consumidor livre para melhor compreensão do modelo proposto neste trabalho.

2.2.1 Modelo de Otimização

O modelo de otimização com opção de investimento em uma usina eólica considera um horizonte de planejamento de longo prazo, a fim de englobar a vida útil da usina. Tendo isso em vista, um aspecto chave dos problemas de otimização é a definição da discretização temporal do problema. Usualmente, em problemas de longo prazo a discretização tende a envolver períodos mais longos que podem ser, por exemplo, meses ou anos. A definição da discretização temporal depende do balanço entre o nível de detalhamento desejado nos modelos empregados e o esforço computacional na resolução do problema resultante. No MCP a liquidação financeira é realizada mensalmente com base nos montantes consumidos e fornecidos semanalmente por cada agente multiplicados pelo valor do PLD correspondente a mesma semana. No entanto, representar um horizonte que engloba a vida útil da planta, que geralmente se estende por décadas, a nível semanal resulta em um esforço computacional muito grande e até inviável. Intervalos maiores como meses podem garantir um nível de detalhamento maior com uma representação muito próxima da realidade, mas mesmo nessa situação o custo computacional é alto e pode não ser justificado. Por outro lado, intervalos maiores de tempo, como uma discretização anual, implicam em aproximações dos parâmetros e da dinâmica do problema que podem levar à resultados não aderentes; entretanto, ao mesmo tempo, tem-se um problema com menor dimensão, facilitando sua resolução. Nesse contexto, são testados dois níveis de discretização para o problema, o anual e o mensal, de maneira a encontrar o melhor equilíbrio entre eficiência na resolução e detalhamento do problema.

As Equações (2.4) a (2.16) expõem o modelo de otimização mensal que será em seguida explicado.

$$\min F = \sum_{i=1}^T \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^I \left(\sum_{r=t}^{t+1} \left(\frac{\mathbf{P}_{itm}^{(\xi)} \cdot x_{itm}}{(1+\mathbf{J})^{r-12+m-1}} \right) \right) + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t-12+m-1}} \cdot \mathbf{S}_{tm}^{(\xi)} \cdot y_{tm} + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t-12+m-1}} \cdot \max(\mathbf{R}_{tm}^{(\xi)}, \mathbf{S}_{tm}^{(\xi)}) \cdot q_{tm} \right] \right\} + \sum_{t=1}^{\beta} \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\mathbf{C}_{tm}^{(\xi)} \cdot \sum_{r=t}^{t+D} \left(\frac{\mathbf{W}_{tm}^{(\xi)}}{(1+\mathbf{J})^{r-12+m-1}} \right) \cdot u_{tm} \right] \right\} \quad (2.4)$$

$$\text{s.a.:} \quad \sum_{i=1}^I a_{itm} + y_{tm} + \mathbf{W}_{tm}^{(\xi)} \cdot z_{tm} = \mathbf{L}_{tm}^{(\xi)} \quad (2.5)$$

$$a_{itm} - a_{i,t,m-1} - x_{itm} + x_{i,t-i,m} = 0 \quad (2.6)$$

$$q_{im} - \frac{\sum_{g=1}^m y_{ig} + \sum_{g=m+1}^{12} y_{t-1,g}}{12} \geq 0 \quad (2.7)$$

$$z_{im} - z_{bm} + z_{b-1,m} \geq 0, \quad b \in [t - \mathbf{D} + 1, t - 1], \quad t = 2, \mathbf{T} + \mathbf{D} - 1 \quad (2.8)$$

$$\sum_{t=1}^{\mathbf{T}+\mathbf{D}-1} z_{im} - \mathbf{D} \leq 0 \quad (2.9)$$

$$u_{im} - z_{im} + z_{t,m-1} \geq 0 \quad (2.10)$$

$$z_{im} = 0, \quad t = 1, \zeta \quad (2.11)$$

$$u_{im} = 0, \quad t = \beta, \mathbf{T} \quad (2.12)$$

$$y_{im} + \mathbf{V}_{im}^{\max} \leq 0 \quad (2.13)$$

$$x_{im} - \mathbf{M}_{im}^{\max} \leq 0 \quad (2.14)$$

$$x_{im}, a_{im}, q_{im} \geq 0, \quad z_{im}, u_{im} \in \{0, 1\}. \quad x_{im} - \mathbf{M}_{im}^{\max} \leq 0 \quad (2.15)$$

Em que:

- t índice associado aos anos;
- \mathbf{T} número de estágios anuais do horizonte de planejamento;
- m índice associado aos meses do ano;
- i índice associado ao tipo de contrato bilateral de compra de energia;
- \mathbf{I} conjunto de índices associado com os tipos de contrato bilateral;
- \mathbf{D} período de vigência do contrato com a planta eólica;
- \mathbf{J} taxa de desconto;
- r índice associado com a atualização para valor presente dos custos futuros;
- β estágio limite para a contratação da usina eólica;
- ζ período necessário para construção da usina;
- $\mathbf{P}_{itm}^{(\xi)}$ preço do mercado para contrato do tipo i que inicia no ano t , mês m (R\$/MWh). Admite-se que esse preço é constante ao longo da duração do contrato. A letra ξ indica que esse parâmetro é considerado uma variável aleatória;
- $\mathbf{S}_{im}^{(\xi)}$ preço da energia no mercado de curto prazo durante o ano t , mês m (R\$/MWh);

- $R_{tm}^{(\xi)}$ valor de referência para apuração de penalidade por subcontratação no ano t , mês m (R\$/MWh);
- $C_{tm}^{(\xi)}$ preço da energia eólica durante no ano t , mês m (R\$/MWh);
- $W_{tm}^{(\xi)}$ geração eólica no ano t , mês m (MWh);
- $L_{tm}^{(\xi)}$ demanda de energia do consumidor no ano t , mês m (MWh);
- X_{itm} volume do contrato do tipo i que se inicia no ano t , mês m (MWh). Por definição, um contrato do tipo i tem duração de i anos. Admitese que esse volume é constante ao longo da duração do contrato;
- y_{tm} volume de energia comprado ou vendido no mercado de curto prazo durante o ano t , mês m (MWh);
- a_{itm} representa os volumes acumulados de contratos com duração i , no ano t , mês m (MWh);
- q_{tm} média móvel da diferença entre o volume contratado e consumido no ano t , mês m (MWh);
- u_{tm} variável auxiliar binária para indicar se no ano t , mês m os pagamentos do contrato com usina eólica são iniciados;
- z_{tm} variável de decisão binária que indica se a usina eólica está disponível para a operação no ano t , mês m ;
- V^{\max} volume máximo de energia que pode ser vendido no mercado de curto prazo no ano t , mês m (MWh);
- M_i^{\max} volume máximo que pode ser contratado do contrato do tipo i (MWh).

No problema, o objetivo consiste em minimizar o custo total associado com o atendimento à demanda do consumidor ao longo de um horizonte com T estágios de tempo. A função objetivo é composta por diferentes custos, atualizados para valor presente utilizando uma taxa J , os quais estão associados com: (i) aquisição de contratos futuros de energia; (ii) compra ou venda de energia no mercado de curto prazo³; (iii) penalidade por subcontratação; e ainda (iv) contratação da usina eólica.

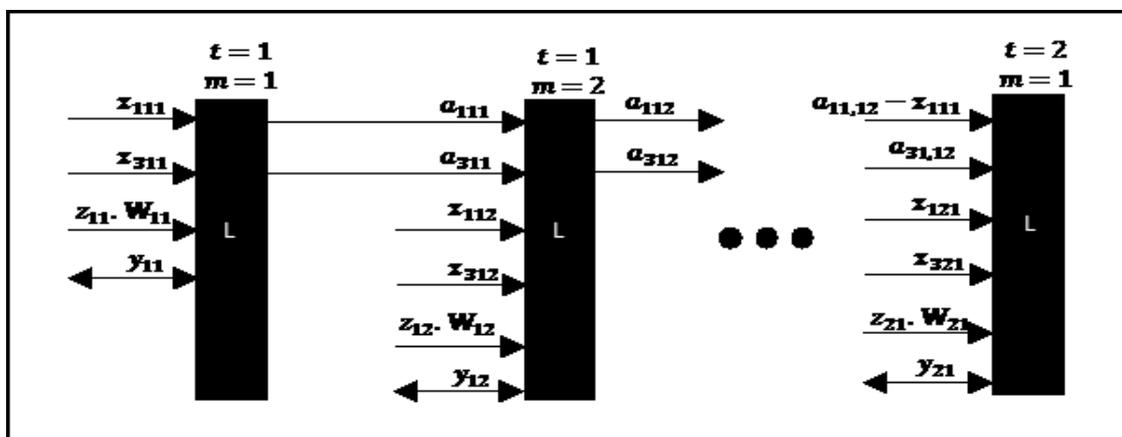
No tocante ao conjunto restrito, a Restrição (2.5) representa o balanço de energia em cada estágio de tempo, i.e., a demanda do consumidor deve ser igual à soma entre o volume dos contratos vigentes, a compra ou venda no mercado de curto

³ No caso de venda, o valor da variável é negativo.

prazo e a geração eólica. A Restrição (2.6) representa o montante acumulado dos contratos vigentes em cada estágio de tempo. Ainda, a Restrição (2.7) está relacionada com a penalidade de insuficiência de cobertura de consumo que faz com que o consumidor tenha que comprar energia no MCP, exposto ao PLD. O montante de energia a ser considerado na penalidade é dado pela média de exposição dos últimos 12 meses, não sendo permitida penalidade negativa. A Restrição (2.8) define que, uma vez contratada a usina eólica, essa estará disponível para operação do estágio t até $t + D$, quando se encerra o contrato. A Restrição (2.9) define que a usina eólica pode ser contratada apenas uma vez durante todo o horizonte de planejamento. A Restrição (2.10) sinaliza o mês m do ano t no qual se iniciam os pagamentos do contrato com a usina eólica, por meio da variável u_{tm} . Entretanto, é necessário um período para construção da usina. Assim, a restrição (2.11) coloca um atraso de ζ na variável z_{tm} , de forma que a usina só possa estar disponível depois desse período. Além disso, a Restrição (2.12) limita a decisão de contratação da usina até o ano β , já que após este período a variável u_{tm} assume valor zero. Já a Restrição (2.13) limita a quantidade de energia que pode ser vendida no mercado de curto prazo. A Restrição de limite de volume dos diferentes tipos de contratos é mostrada em (2.15). A Restrição (2.16) define os limites mínimos das variáveis, bem como apresentam as integralidades de z_{tm} e u_{tm} .

Conforme visto, o modelo de otimização proposto é um problema de programação linear inteira mista (PLIM). De forma a entender melhor a estrutura do desse problema, foi construído um diagrama explicativo que é exposto na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Diagrama explicativo do funcionamento do modelo mensal.



Fonte: Produção do próprio autor.

Na figura acima percebe-se que ao realizar um contrato bilateral o montante é válido até que a duração deste contrato se expire. Por exemplo, o montante x_{111} é o montante contratado pelo contrato de tipo 1, no ano 1, mês 1. Este montante é armazenado na variável a_{111} que representa os montantes acumulados dos contratos do tipo 1 válidos no ano 1, mês 1. Esta variável a irá armazenando a cada mês a quantidade contratada pelos contratos de cada tipo e depois, quando os contratos expirarem, estas quantidades serão descontadas desse montante. Ainda, a quantidade disponível de energia eólica é dada pela previsão de produção para aquele mês do respectivo ano (\mathbf{W}_{tm}) multiplicada pela variável binária (\mathbf{z}_{tm}) que indica se a usina eólica está disponível naquele estágio.

2.2.2 Formulação do modelo anual

O modelo apresentado nas Equações (2.4) a (2.15) considera uma discretização mensal. Entretanto, apesar da justificativa de que o modelo mensal consegue detalhar melhor o funcionamento dos contratos e penalidades, neste trabalho também será considerada uma discretização anual para o modelo. Com ele será possível analisar se, com intervalos de tempo maiores, ocorre perda de informação do modelo. Por exemplo, no caso da geração eólica, a mesma se converte em uma média anual e, portanto, perde seu perfil sazonal, o que pode comprometer a solução. Para tanto, para conversão do modelo anual para o mensal, deve-se suprimir o índice m que representa os meses nas Equações (2.4) a (2.15). Além disso, na Restrição (2.5) pode-se suprimir a variável α_{it} para contratos com duração de um ano apenas, pois não existirão volumes de energia acumulados de um intervalo anual para o próximo, a Restrição modificada para o modelo anual é mostrada na Equação (2.17). Ainda, a penalidade presente na função objetivo é apresentada como o montante descontratado anualmente multiplicado pela média do PLD anual, ou seja, é feito uma simplificação do seu cálculo, conforme Equação (2.18). A função objetivo do modelo anual é mostrada na Equação (2.16).

$$\begin{aligned} \min F = & \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^I \left(\sum_{r=t}^{t+I} \left(\frac{\mathbf{P}_i^{(\xi)} \cdot x_{it}}{(1+\mathbf{J})^{r-1}} \right) \right) + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t-1}} \cdot \mathbf{S}_t^{(\xi)} \cdot y_t - \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t-1}} \cdot \max(\mathbf{R}_t^{(\xi)}, \mathbf{S}_t^{(\xi)}) \cdot q_t \right] \\ & + \sum_{t=1}^{\tau} \left[\mathbf{C}_t^{(\xi)} \cdot \sum_{r=t}^{t+D} \left(\frac{\mathbf{W}_r^{(\xi)}}{(1+\mathbf{J})^{r-1}} \right) \cdot u_t \right] \end{aligned} \quad (2.16)$$

$$\text{s.a.: } x_{1t} + \sum_{i=2}^I a_{it} + y_t + \mathbf{W}_t^{(\xi)} \cdot z_t = \mathbf{L}_t^{(\xi)} \quad (2.17)$$

$$q_t - y_t \geq 0 \quad (2.18)$$

A seguir, será ilustrado o funcionamento do modelo anual por meio de um problema de pequeno porte. Foi escolhido o modelo anual por esse possuir menos estágios de tempo e, portanto, possibilitar uma visão mais intuitiva do problema.

2.2.3 Problema Brinquedo (“Toy Problem”)

Considere um consumidor que deseja minimizar o custo de atendimento a uma demanda de 100 MWm, constante ao longo de todo o horizonte. Existem apenas dois tipos de contratos disponíveis no mercado: aqueles do Tipo 1, i.e., com duração de 1 ano e do Tipo 2, ou seja, com duração de 2 anos. O mercado oferece preços diferenciados para cada tipo, os quais variam em função do ano de aquisição. Nesse sentido, a Tabela 2.1 ilustra os preços de compra para os contratos do Tipo 1 e Tipo 2 em que não há limite para contratação máxima e o limite para contratação mínima é zero. A taxa de desconto para cálculo do valor presente dos contratos é de 6% a.a. e a usina eólica só poderá ser contratada a partir do ano 2, deixando o primeiro ano para sua construção. Além disso, a contratação da usina só pode acontecer até o ano 3 e a duração do contrato é de 3 anos. O horizonte de planejamento para este problema é de 5 anos.

Tabela 2.1 - Preços dos contratos (R\$/MWh).

Estágio	$P_1^{(\xi)}$	$P_2^{(\xi)}$
1	219	185
2	137	148
3	165	161
4	213	181
5	197	175

A Tabela 2.2 apresenta os preços no mercado de curto prazo ao longo do horizonte de planejamento. Por outro lado, o valor de referência é considerado constante e igual 90 R\$/MWh.

Tabela 2.2- Preços da energia no mercado de curto-prazo (R\$/MWh).

Estágio	S(€)
1	272
2	40
3	90
4	272
5	193

Como outra opção de aquisição de energia, tem-se a contratação da usina eólica com potência instalada de 100MW. Neste exemplo, considera-se que o ciclo de pagamentos é de 3 estágios, sendo que a partir do momento em que a decisão de contratação é tomada o consumidor paga um custo fixo por MWh. Para cálculo do valor presente líquido do contrato a partir do momento em que a decisão de contratação da usina eólica foi feita é utilizada uma taxa de desconto de 6% a.a. Os valores de geração eólica (MWmed) e o custo por MWh para o período estão mostrados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3– Geração eólica (MWmed) e custo associado (R\$/MWh).

Estágio	W(€)	C(€)
1	27	90
2	30	94
3	29	86
4	28	
5	25	

Para este caso, considera-se que o limite de venda de energia no mercado de curto-prazo é de 5% da demanda, já que um consumidor usualmente não realiza transações de venda de energia. Matematicamente, o PLIM associado com este exemplo numérico é detalhado a seguir, sendo que os custos da função objetivo devem ser posteriormente multiplicados por 720 horas, já que cada pagamento é dividido pelas suas respectivas parcelas mensais.

$$\begin{aligned}
\min F = & 2.557 \cdot x_{11} + 1.507 \cdot x_{12} + 1.709 \cdot x_{13} + 2.078 \cdot x_{14} + 1.811 \cdot x_{15} + \\
& + 4.195 \cdot x_{21} + 3.161 \cdot x_{22} + 3.238 \cdot x_{23} + 3.429 \cdot x_{24} + 3.123 \cdot x_{25} + \\
& + 3.176 \cdot y_1 + 440 \cdot y_2 + 932 \cdot y_3 + 2.654 \cdot y_4 + 1.774 \cdot y_5 + \\
& + 3.176 \cdot q_1 + 990 \cdot q_2 + 932 \cdot q_3 + 2.654 \cdot q_4 + 1.774 \cdot q_5 \\
& + 85.110 \cdot u_1 + 81.324 \cdot u_2 + 63.471 \cdot u_3
\end{aligned} \tag{2.19}$$

$$\begin{aligned}
\text{s.a.:} \quad & x_{11} + a_{21} + y_1 + 27 \cdot z_1 = 100 \\
& x_{12} + a_{22} + y_2 + 30 \cdot z_2 = 100 \\
& x_{13} + a_{23} + y_3 + 29 \cdot z_3 = 100 \\
& x_{11} + a_{21} + y_1 + 28 \cdot z_4 = 100 \\
& x_{12} + a_{22} + y_2 + 25 \cdot z_5 = 100
\end{aligned} \tag{2.20}$$

$$\begin{aligned}
& a_{21} - x_{21} = 0 \\
& a_{22} - a_{21} - x_{22} = 0 \\
& a_{23} - a_{22} - x_{23} + x_{21} = 0 \\
& a_{24} - a_{23} - x_{24} + x_{22} = 0 \\
& a_{25} - a_{24} - x_{25} + x_{23} = 0
\end{aligned} \tag{2.21}$$

$$\begin{aligned}
& q_1 \geq y_1 \\
& q_2 \geq y_2 \\
& q_3 \geq y_3 \\
& q_4 \geq y_4 \\
& q_5 \geq y_5
\end{aligned} \tag{2.22}$$

$$\begin{aligned}
& z_2 - z_1 \geq 0 \\
& z_3 - z_1 \geq 0 \\
& z_4 - z_2 + z_1 \geq 0 \\
& z_4 - z_3 + z_2 \geq 0 \\
& z_5 - z_3 + z_2 \geq 0 \\
& z_5 - z_4 + z_3 \geq 0
\end{aligned} \tag{2.23}$$

$$z_1 + z_2 + z_3 + z_4 + z_5 - 3 \leq 0 \tag{2.24}$$

$$\begin{aligned}
& u_1 - z_1 \geq 0 \\
& u_2 - z_2 + z_1 \geq 0 \\
& u_3 - z_3 + z_2 \geq 0 \\
& u_4 - z_4 + z_3 \geq 0 \\
& u_5 - z_5 + z_4 \geq 0
\end{aligned} \tag{2.25}$$

$$z_1 = 0, u_4 = 0, u_5 = 0, q_1, q_2, q_3, q_4, q_5 \geq 0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 \geq 0, x_1, x_2, x_3, x_4, x_5 \geq 0 \tag{2.26}$$

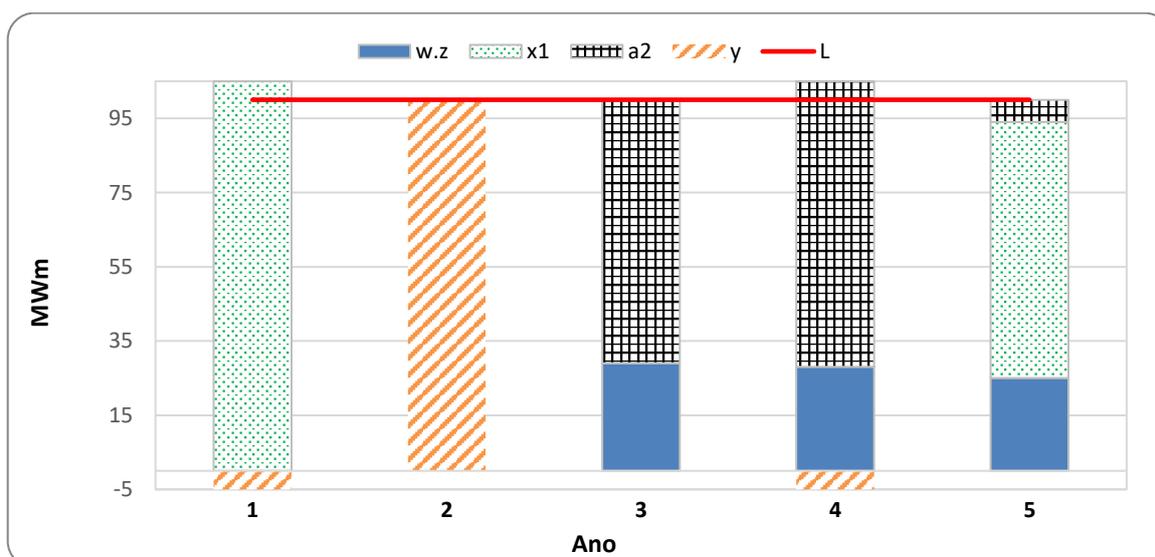
O problema acima possui 35 variáveis (10 binárias) e 30 restrições⁴. A modelagem matemática deste PLIM foi implementada usando a linguagem Python 3.6, sendo o problema solucionado com o otimizador Gurobi. Dessa forma, são obtidos os volumes de cada tipo de contrato i em cada estágio de tempo t , as decisões de compra ou venda de energia, entre outras variáveis, para cada ano do horizonte de planejamento. Algumas variáveis na solução ótima do problema estão mostradas na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Volumes contabilizados por ano para cada opção de aquisição ou venda de energia (MWh).

Estágio	x_1	a_2	x_2	y	q	$W \cdot z$	$L - W \cdot z$
1	105	0	0	-5	0	0	100
2	0	0	0	100	100	0	100
3	0	71	71	0	0	29	71
4	0	77	6	-5	0	28	72
5	69	6	0	0	0	25	75

Como pode ser visto pela última coluna a direita, a usina eólica está disponível no terceiro ano. O suprimento da demanda é dado conforme Figura 2.5.

Figura 2.5 - Atendimento à demanda em MWh.



Fonte: Produção do próprio autor.

⁴ Desconsiderando os limites das variáveis.

O valor ótimo da função objetivo é R\$ 591.291.660, o qual pode ser visto em detalhes na Tabela 2.5. Nota-se que existem anos com custos bem diferenciados. Isto ocorre, pois, os custos futuros dos contratos e da contratação da usina eólica são trazidos para seu valor presente no ano em que estes são realizados.

Tabela 2.5 - Custos que compõem a função objetivo (milhões de R\$).

Estágio	Contratos	Usina Eólica	Compra ou venda no curto-prazo	Penalidade de subcontratação	Custo anual
1	193.309.200	0	-11.433.600	0	181.875.600
2	0	0	31.680.000	71.280.000	102.960.000
3	165.526.580	45.699.120	0	0	211.225.700
4	14.813.280	0	-9.554.400	0	5.258.880
5	89.970.480	0	0	0	89.970.480

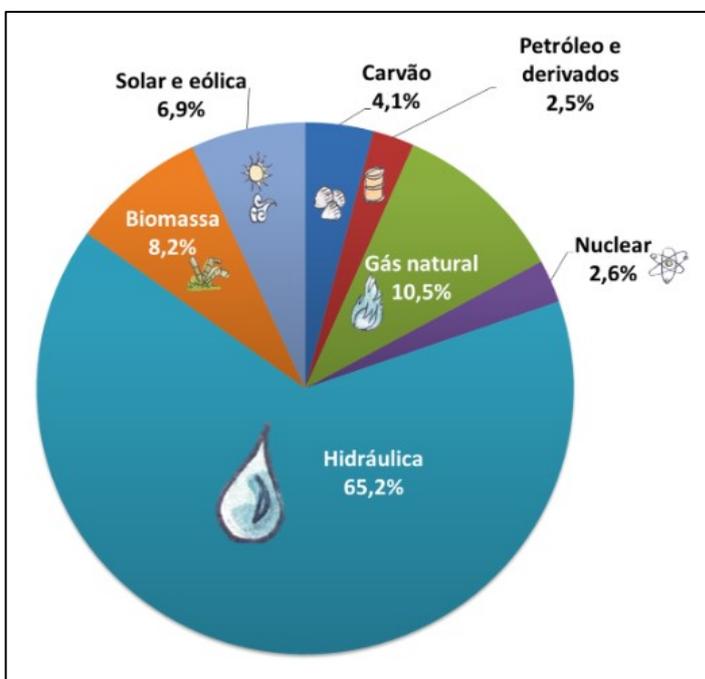
3 INCERTEZAS DO MODELO

Enquanto problemas de otimização determinísticos são formulados com parâmetros conhecidos, vários problemas do mundo real incluem parâmetros que são desconhecidos no momento que a decisão precisa ser tomada (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). Se o comportamento real desses parâmetros é representado satisfatoriamente por meio de uma distribuição de probabilidade, pode-se criar cenários com valores futuros desses parâmetros com base nessa distribuição. Para o problema deste trabalho as seguintes incertezas são consideradas: Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), preço dos contratos, geração eólica e preço de aquisição da geração eólica. A seguir, é descrita a origem e o processo de modelagem das incertezas associadas a esses parâmetros.

3.1 GERAÇÃO E PREÇOS DA ENERGIA EÓLICA

A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, pois a maior parte da energia é gerada por usinas hidrelétricas. A Figura 3.1 mostra o conjunto de fontes disponíveis para a geração de energia elétrica no país.

Figura 3.1 – Composição dos recursos de geração de energia elétrica em 2017.



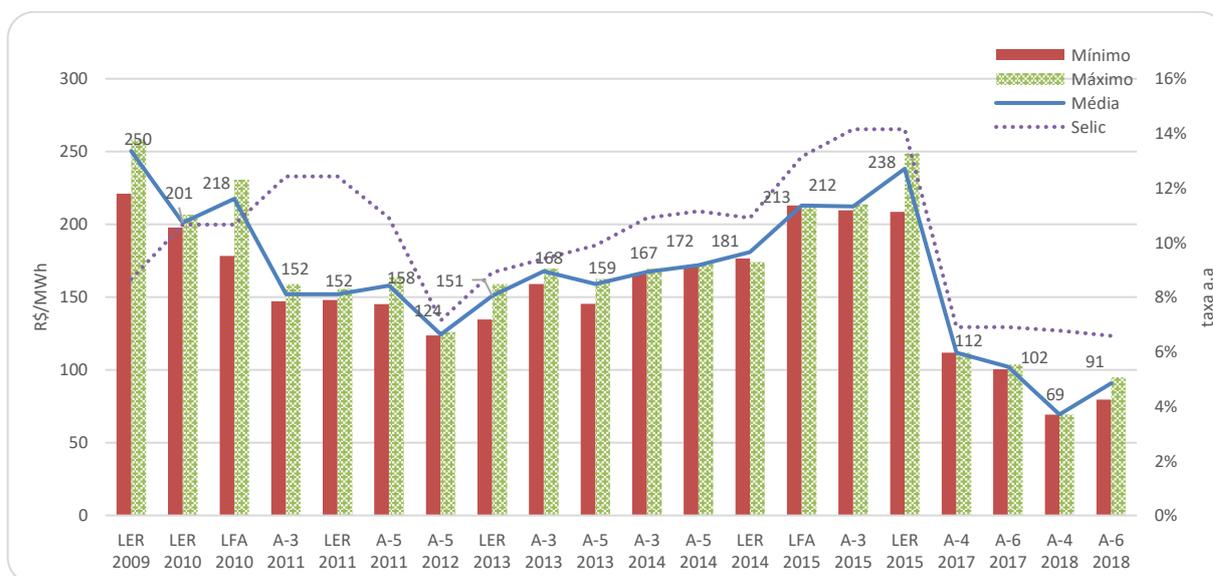
Fonte: (EPE, 2018b)

Entretanto, o recurso hidrelétrico foi diminuindo sua participação na matriz, pois as leis ambientais se tornaram mais rígidas para a construção de grandes

reservatórios, o potencial a ser explorado se tornou menor e a demanda do mercado continua a aumentar. Porém, a energia eólica vem crescendo bastante em participação. Dos 6,9% de geração eólica e solar mostrados no gráfico, 6,8% são referentes à fonte eólica.

O Programa de Incentivo às fontes Alternativas (Proinfa) foi o ponto de partida do setor eólico nacional, ao contratar em 2004 um pouco mais de 1,4GW de potência (54 usinas). Na época, a fonte eólica era a mais cara e a menos desenvolvida das três fontes incentivadas, superando as térmicas a biomassa e as pequenas centrais hidroelétricas. O catalisador foi o primeiro leilão exclusivo para eólicas, em 2009, que iniciou a fase competitiva, na qual o parque mais eficiente e barato era o ganhador (MME, 2016). Na Figura 3.2 é mostrada a evolução dos preços dos empreendimentos eólicos nos leilões de energia desde 2009 atualizados para a data base de 11/2018 considerando a variação do IPCA.

Figura 3.2 - Evolução dos preços dos leilões de energia eólica (R\$/MWh).



Fonte: (ANEEL, 2018).

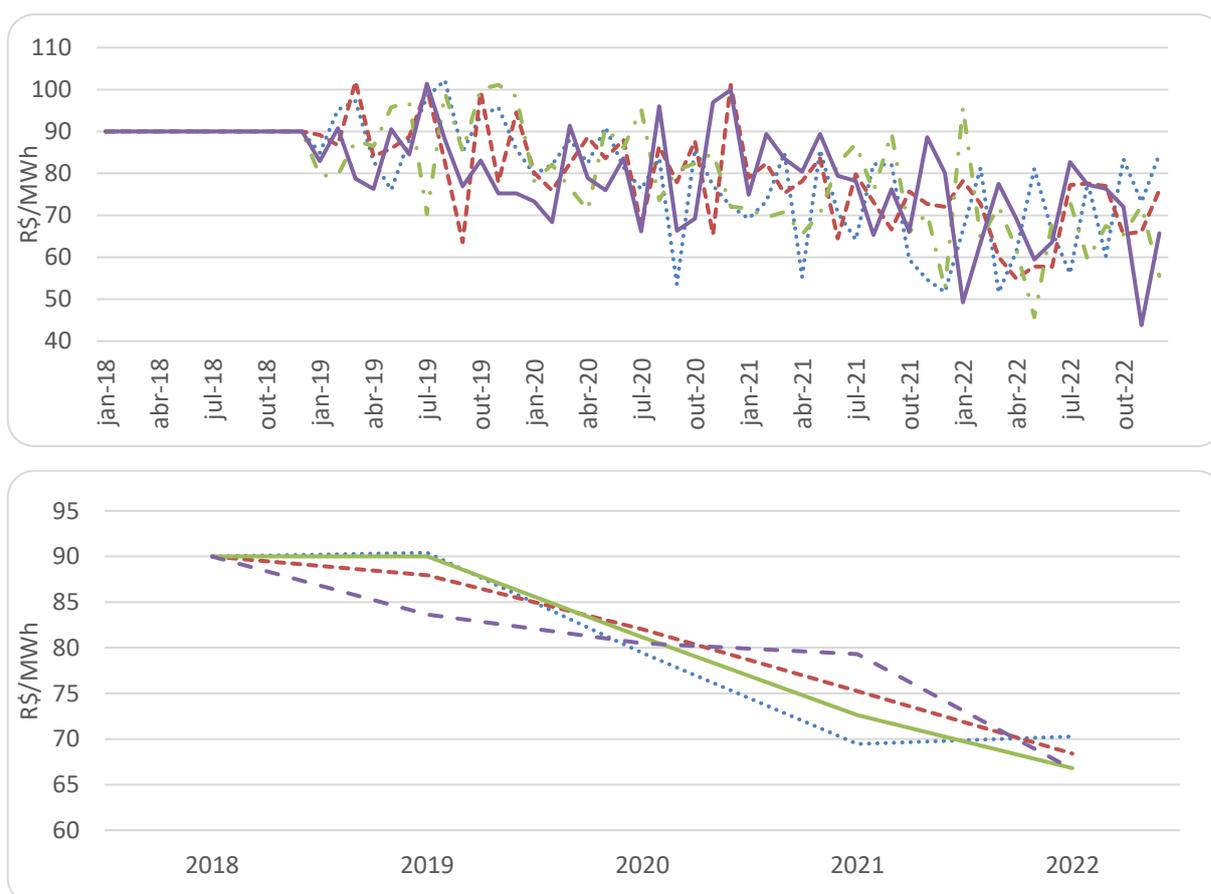
O leilão A-4/2018 registrou os menores preços, porém foi contratada energia de apenas quatro empreendimentos, de um mesmo empreendedor, mostrando que tal resultado não pode ser visto necessariamente como representativo (EPE, 2018c). No leilão A-6 de 2018 já foi considerada a contratação por quantidade, o que alterou completamente as regras de contratação e colocou os riscos no gerador, pois este terá que garantir o fornecimento da quantidade de energia vendida e gerenciar as

faltas e excessos na produção no mercado de curto-prazo. Mesmo assim, o preço da energia eólica foi mais baixo que as outras fontes, sendo que, atualmente, a fonte eólica é a mais competitiva dentre as fontes de energia.

Com base na tendência de decréscimo dos preços da tecnologia eólica, observada pela Figura 1.1, estes valores (i.e., $C_t^{(e)}$ no problema de otimização) são modelados considerando uma distribuição normal com uma média diminuindo cinco reais por ano e com um desvio padrão de dez reais. O valor para o primeiro ano é definido como fixo e igual a 90 reais, o qual é aproximadamente o preço do último leilão.

Alguns cenários de preços estimados são mostrados na Figura 3.3. O primeiro gráfico apresenta discretização mensal e o segundo refere-se a uma discretização anual.

Figura 3.3 – Cenários de preços de energia eólica.



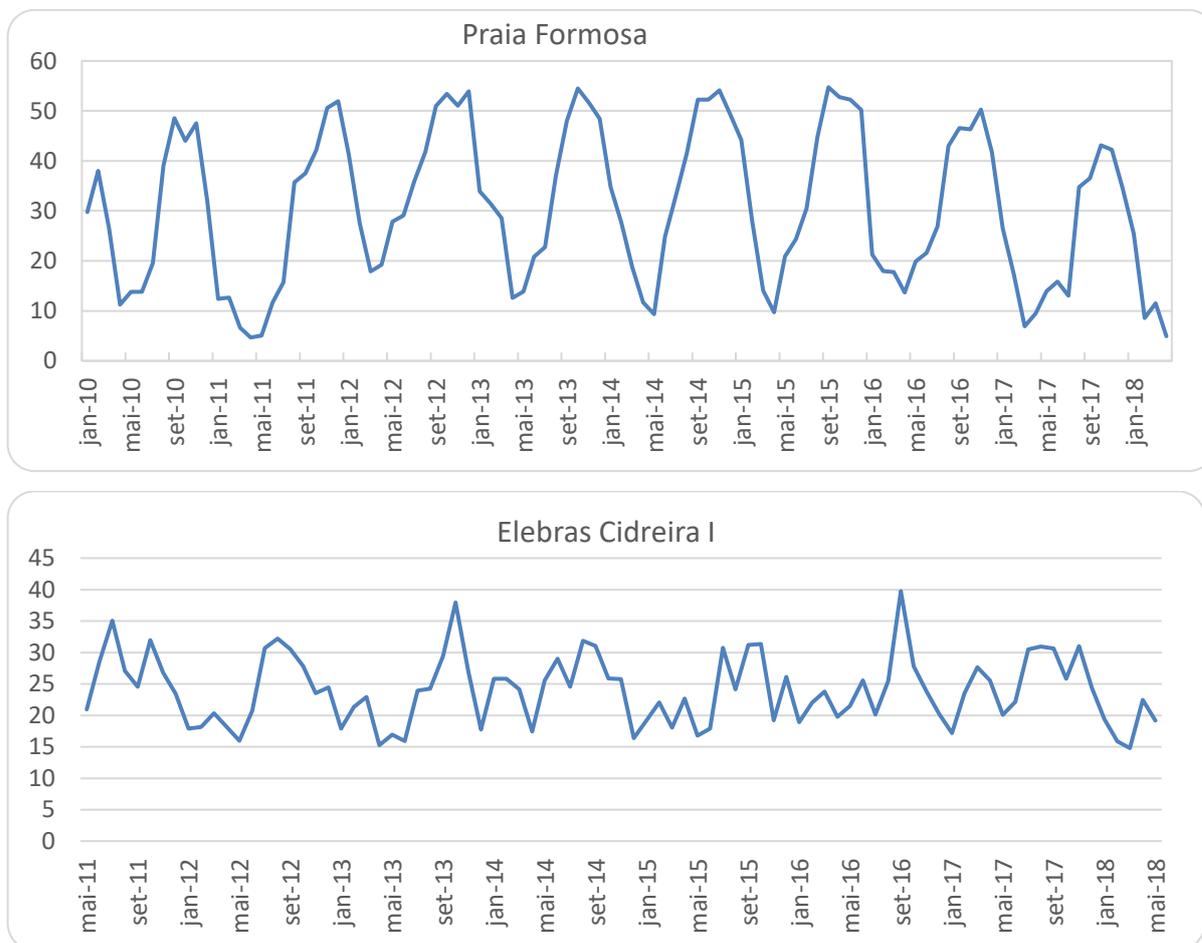
Fonte: Produção do próprio autor.

A modelagem dos preços da energia eólica poderia ser aprimorada de forma utilizar as projeções de taxa de câmbio e projeções internacionais sobre o preço da energia eólica.

Após a modelagem dos preços, é necessário modelar os cenários de geração futura dessa planta, isto é $W_t^{(e)}$ no problema de otimização . Para isso, são utilizadas duas plantas reais, uma localizada na região Nordeste e outra na região Sul. Estas plantas são escolhidas pois a geração de energia é distinta em cada região brasileira e essas são as regiões com mais destaque no desenvolvimento de geração eólica.

A planta escolhida na região Nordeste é a Praia Formosa, com capacidade instalada de 105 MW, a qual possui 50 aerogeradores e está localizada no estado do Ceará (MERCURIUS ENGENHARIA, 2009). A usina do Sul é a Elebras Cidreira I, localizada no estado do Rio Grande do Sul, com capacidade de 70 MW e 31 aerogeradores (CTG, [s.d.]). Os dados históricos referentes a essas usinas são disponibilizados no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e são mostrados na Figura 3.4, sendo que os dados de Praia Formosa foram coletados desde janeiro de 2010 e os dados de Elebras Cidreira I desde maio de 2011.

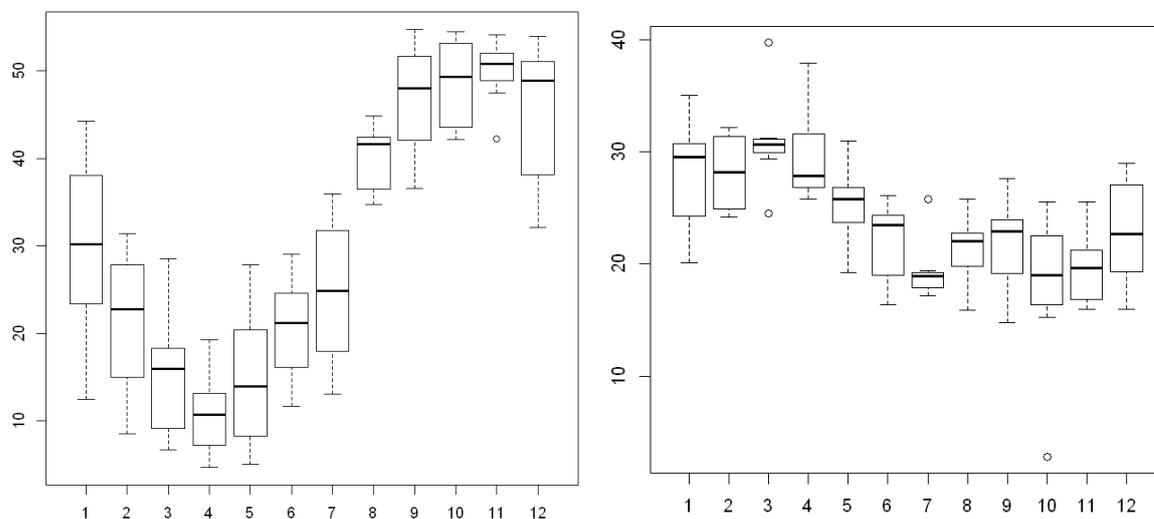
Figura 3.4 – Histórico mensal de geração de energia eólica (MWm).



Fonte: Produção do próprio autor.

Analisando os dados históricos, foi gerado o Box Plot dos dados de geração separados por meses do ano, os quais são mostrados na Figura 3.5. Nota-se que esses apresentam clara relação sazonal. Desta forma, será utilizado este padrão mensal para a geração dos cenários futuros de geração eólica. Para tanto, a partir da amostra histórica, foi retirada a média e o desvio padrão respectivo a cada mês do ano e estas medidas foram aplicadas ao método de Monte Carlo, assumindo-se uma distribuição normal também para cada mês. A média (μ) e o desvio padrão (σ) dos dados históricos estão expostos na Tabela 3.1. Pode-se notar que a variabilidade da média da geração mensal de Praia Formosa é bem maior assim como os desvios padrões, o que aumenta as incertezas com as quais o consumidor terá que lidar caso opte pela contratação da usina.

Figura 3.5 - Box plot da geração eólica (Praia Formosa à esquerda). Eixo horizontal dado pelos meses do ano e eixo vertical pela geração em MWm.



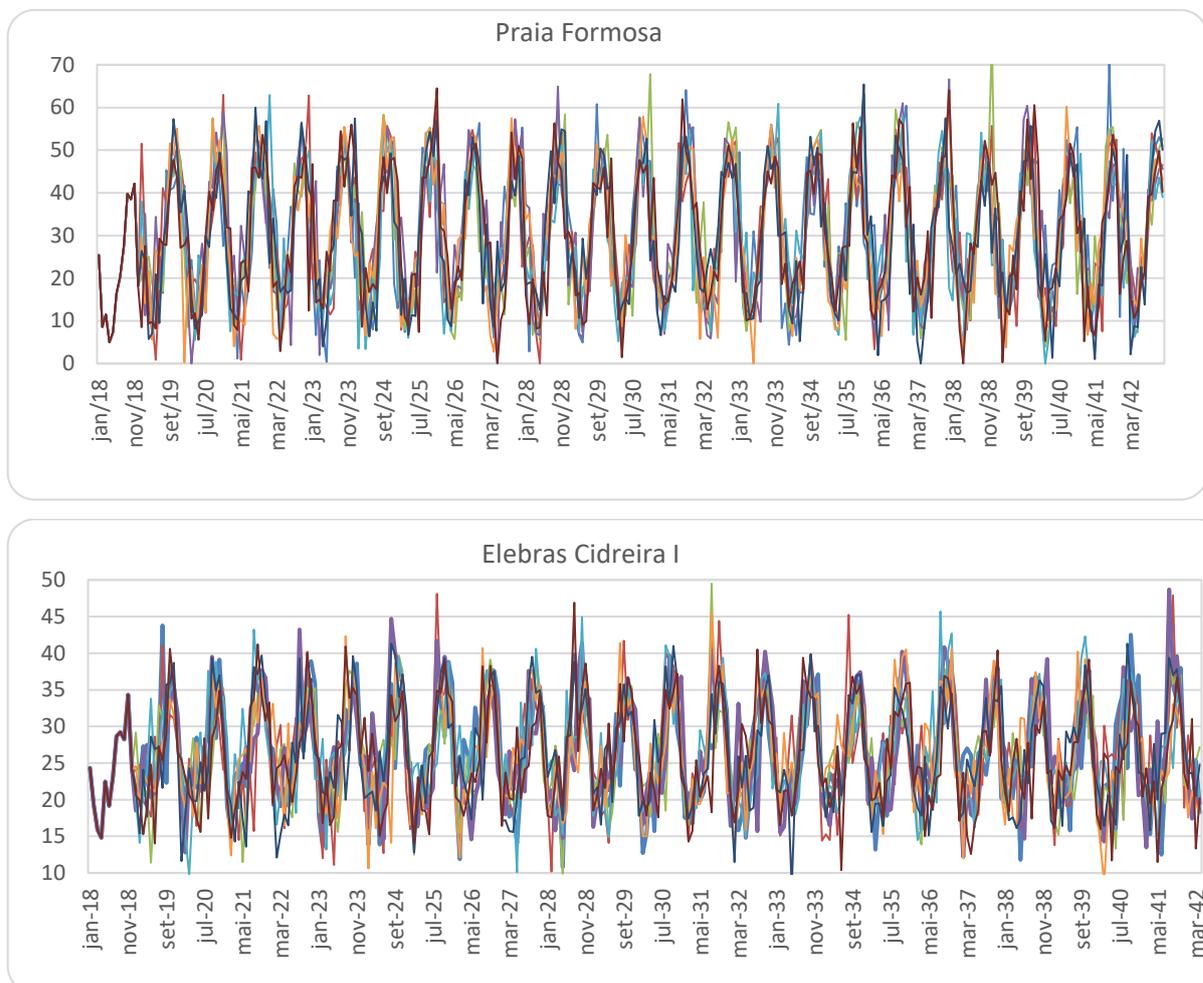
Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 3.1 – Média (MWm) e desvio padrão mensais dos dados históricos.

Mês	Praia Formosa		Elebras Cidreira I	
	μ	σ	μ	σ
Janeiro	29,96	9,90	21,81	3,39
Fevereiro	23,24	9,59	19,45	4,33
Março	16,51	7,70	21,26	4,28
Abril	10,80	4,45	21,67	3,34
Mai	14,65	7,22	20,60	4,81
Junho	19,82	5,76	22,42	4,72
Julho	24,19	7,90	26,15	3,16
Agosto	38,39	5,30	32,04	6,98
Setembro	46,11	6,63	32,19	4,29
Outubro	47,45	5,88	35,06	3,32
Novembro	49,10	4,29	34,70	2,91
Dezembro	42,25	11,85	28,75	3,72

Alguns cenários gerados são mostrados ilustrativamente na Figura 3.6.

Figura 3.6 -Cenários de geração eólica (MWm).



Fonte: Produção do próprio autor.

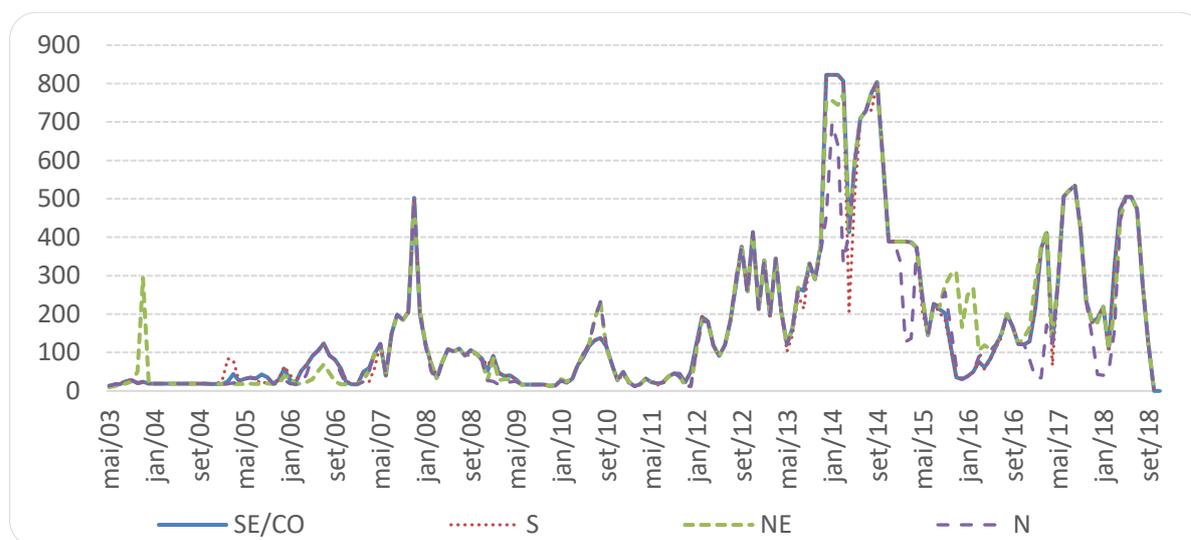
Como comentários adicionais, destaca-se que uma criação de cenários mais apropriada para a geração eólica utilizaria modelos de mesoescala para vento, pois esses possuem um histórico maior que pode ser depois traduzido em geração eólica. Seguindo esse processo, deve ser utilizada a distribuição de Weibull que possui maior similaridade com a distribuição da velocidade do vento do que a distribuição normal. Por fim, realizar o acoplamento temporal entre os valores é importante de forma a evitar cenários “nervosos”, ou seja, que possuem muita volatilidade mês a mês.

3.2 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O PLD rege as operações de energia no âmbito do Mercado de Curto Prazo (MCP). Nesse mercado, são liquidadas as diferenças positivas e negativas entre os montantes contratados e os montantes efetivamente consumidos/produzidos. Desta forma, o PLD influencia as decisões do consumidor, pois representa o risco a que este

estará exposto ao estar descontratado ou sobrecontratado. Esse preço é calculado semanalmente para cada submercado do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), considerando três patamares de carga. Seu cálculo baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. Dado que o PLD é obtido com base em modelos computacionais, este depende de uma série de condições como, por exemplo, hidrologia, demanda de energia, preços de combustível, custo de déficit, entre outros. Os modelos computacionais são o NEWAVE e o DECOMP, os quais produzem como resultado os Custos Marginais de Operação (CMO) para período, patamar de carga e submercado. O PLD é um valor determinado semanalmente com base no CMO, limitado por um preço máximo (teto) e mínimo (piso) vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho do sistema, mas, no cálculo do PLD, não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes (CCEE, [s.d.]). Dadas todas essas características, o PLD é um parâmetro muito difícil para se gerar cenários futuros. Para exemplificar isso, considere a Figura 3.7, a seguir. Pela análise da evolução histórica da média mensal do PLD para cada submercado, nota-se que este não segue uma tendência definida a qual poderia ser seguida para gerar as previsões futuras.

Figura 3.7 – Evolução histórica do PLD por submercado (R\$/MWh).

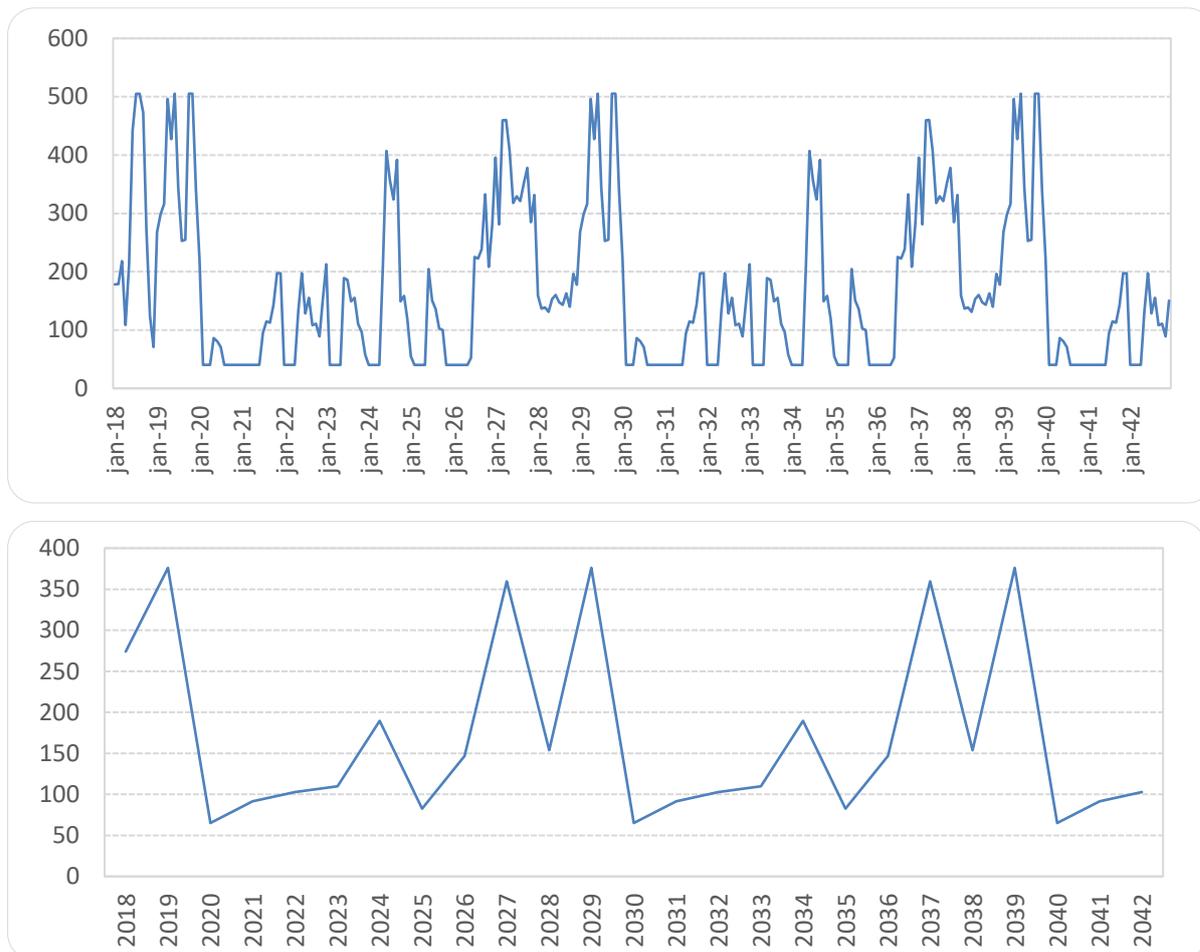


Fonte: (CCEE, 2018a)

Assim, pela complexidade, optou-se por utilizar os modelos utilizados no setor para gerar os cenários de PLD futuros. Para tanto, utilizou-se o modelo NEWAVE para obter 2000 cenários de PLD em um horizonte de 24 anos⁵, limitados ao valor de piso R\$505,18 e teto R\$40,16. No entanto, como não existiam decks de entrada de 24 anos para alimentar o modelo, foi gerada uma previsão para os primeiros 10 anos e depois esta previsão foi repetida para os próximos anos até completar o horizonte. A previsão dos primeiros 10 anos foi criada como uma combinação de uma rodada de NEWAVE para os 5 primeiros anos adicionada da previsão de CMO para os anos de 2023 a 2027, divulgada pela EPE como documento de apoio do leilão A-6/2018. Na Figura 3.8 é mostrado um cenário de preços com discretização mensal e anual para o submercado Nordeste. Como visto na seção anterior, serão utilizados dois perfis de geração eólica sendo um relacionado à uma planta no Nordeste e o outro à uma planta do Sul. Frente a isso, optou-se por utilizar cada uma das plantas instaladas no mesmo submercado do consumidor ao qual fornecerão a geração. Essa suposição implica que os preços aplicados em cada caso também devem ser relacionados ao submercado em estudo.

⁵ Esse horizonte foi definido, pois usualmente a planta eólica tem uma vida útil de 20 anos e será definido um horizonte de 5 anos para tomada de decisão em relação à contratação da planta eólica. Essas definições serão explicadas mais detalhadamente na seção de resultados.

Figura 3.8 – Cenário do preço de liquidação das diferenças (R\$/MWh).



Fonte: Produção do próprio autor.

3.3 PREÇO DOS CONTRATOS BILATERAIS

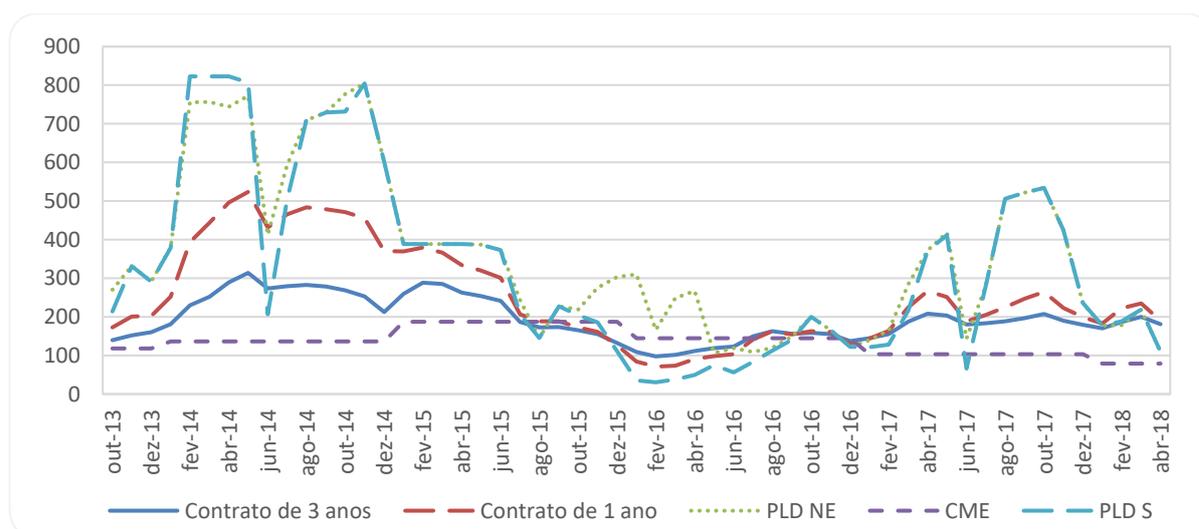
Conforme comentado na seção 2.1.1, os contratos considerados neste trabalho são contratos de quantidade realizados no ACL, sem sazonalidade, ou seja, contratos *flat*. As durações dos contratos são fixas, sendo permitido ao consumidor realizar contratos de um ou três anos.

Os preços dos contratos bilaterais são respaldados pelas expectativas no curto prazo diretamente relacionados à hidrologia e condição dos reservatórios (PLD) e no médio e longo prazo baseados nas projeções de balanço de oferta e demanda (CMO e Custo Marginal de Expansão (CME)). O CME indica o custo de novas plantas e custo da energia no mercado regulado, como referência do custo de oportunidade para consumidores livres (RIBEIRO, 2015). Assim, os preços dos contratos de curto prazo apresentam maior volatilidade já que sofrem maior influência do PLD. Em

contrapartida, os contratos de longo prazo são menos voláteis por sofrerem maior influência do CME que tende a ser mais constante. Os preços dos contratos influenciam na decisão de contratação da planta eólica. Isto ocorre, pois estes possuem maior liquidez do que a opção de contrato de longo-prazo, já que seus preços tem uma maior variação durante o horizonte e, além disso, conseguem garantir certa segurança de suprimento já que se estendem por um período de um ano ou mais.

A Figura 3.9 mostra historicamente os preços ofertados para os contratos de um e três anos no ACL, em comparação com o PLD e CME definidos para as mesmas datas. Os preços dos contratos foram construídos com base na média móvel de todas as ofertas feitas mensalmente no mercado, desde novembro 2013.

Figura 3.9 – Comparação entre o PLD, preços de contratos e CME (R\$/MWh).



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela figura nota-se que a curva de preço dos contratos de um e três anos segue o formato da curva do PLD e, como este é dado por um modelo que considera o acoplamento temporal dos valores, optou-se por também utilizar este acoplamento na criação dos cenários de preço de contrato, o que é feito por meio de um modelo autoregressivo. Além disso, pela dependência dos preços dos contratos em relação ao PLD, os 2000 cenários de PLD foram utilizados como variável exógena do modelo autoregressivo de preços de contrato, de forma a também gerar 2000 cenários futuros deste parâmetro.

Os modelos autoregressivos foram criados com o apoio da ferramenta auto arima disponibilizada como biblioteca gratuita da linguagem R de programação. Esta

biblioteca cria, com base nos dados históricos, o melhor modelo autoregressivo que se adapte a esses dados.

A seguir, as Equações (3.1) e (3.2) mostram os modelos autoregressivos criados para modelar os preços de contrato com um ano de duração para os subsistemas Nordeste e Sul, respectivamente. A variável y_t representa o valor que se está tentando prever. Nesse caso, os preços dos contratos e x_{reg} se refere à variável exógena dada pelo PLD. Ainda, ε_t se refere ao ruído branco inserido no modelo.

$$y_t = -0,022 + 1,3724y_{t-1} - 0,4532y_{t-2} - 0,2315y_{t-12} + 0,3177y_{t-13} - 0,1049y_{t-14} + 0,2285x_{reg} + \varepsilon_t \quad (3.1)$$

$$y_t = 0,3166 + 1,3229y_{t-1} - 0,3957y_{t-2} + 0,1857x_{reg} + \varepsilon_t \quad (3.2)$$

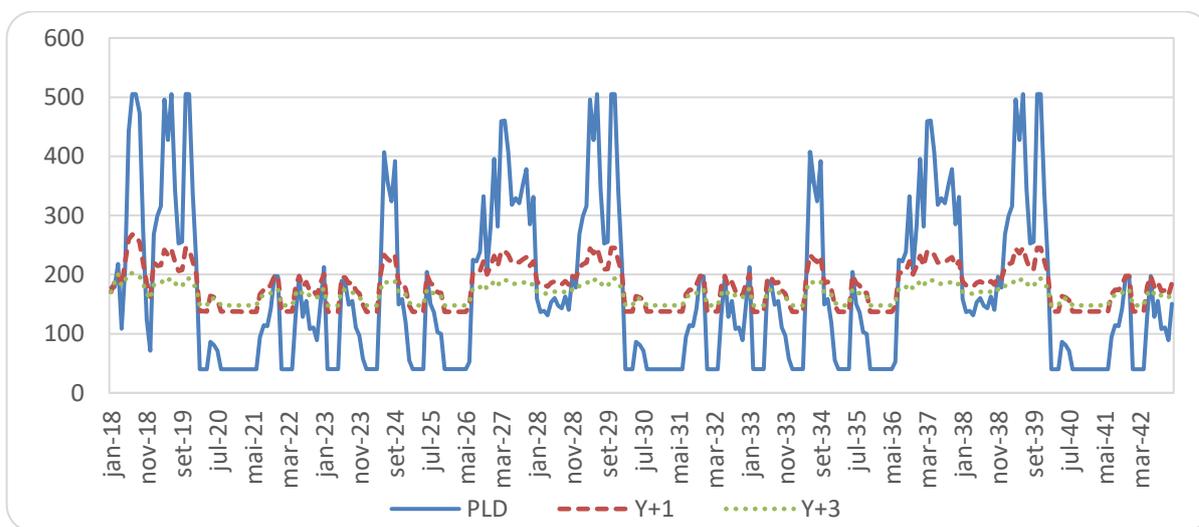
Da mesma forma, as Equações (3.3) e (3.4) mostram os modelos autoregressivos criados para modelar os preços de contrato com três anos de duração para os mesmos respectivos subsistemas.

$$y_t = 0,4624 + 1,3538y_{t-1} - 0,4542y_{t-2} + 0,1058x_{reg} + \varepsilon_t \quad (3.3)$$

$$y_t = 0,4714 + 1,3234y_{t-1} - 0,4238y_{t-2} + 0,0934x_{reg} + \varepsilon_t \quad (3.4)$$

A Figura 3.10 mostra um cenário de preços futuros, relacionado ao subsistema Nordeste, para os dois tipos de contratos em um horizonte de 25 anos discretizados mensalmente.

Figura 3.10 – Cenário de preços de contrato de 1 e 3 anos para o subsistema Nordeste (R\$/MWh).



Fonte: Produção do próprio autor.

4 MODELO ESTOCÁSTICO

Segundo BIRGE; LOUVEAUX (2011) o desenvolvimento de métodos de otimização capazes de lidar com incertezas tem sido uma área de pesquisa intensamente desenvolvida nas últimas décadas, sendo que, atualmente, existem três principais abordagens para a solução destes problemas: Otimização Estocástica, Otimização Robusta e Restrições Probabilísticas.

Modelos de otimização estocástica se baseiam na criação de uma árvore de cenários para tratar implicitamente as variáveis aleatórias do problema. Estes modelos são úteis desde que possam ser resolvidos com um número apropriado de cenários. Por outro lado, a otimização robusta não demanda uma representação tão precisa das incertezas, focando nos piores eventos que podem ocorrer. Porém, este método desconsidera a probabilidade real destes eventos catastróficos acontecerem e, por isso, a otimização robusta geralmente leva a maiores custos em relação a outros métodos. Por fim, o método de Restrições Probabilísticas consegue encontrar equilíbrio entre robustez e custo, pela avaliação da probabilidade da solução selecionada ser factível. Nesse método, as restrições probabilísticas podem ser não-convexas e difíceis de serem estimadas, potencialmente demandando grande esforço computacional (VAN ACKOOIJ et al., 2018).

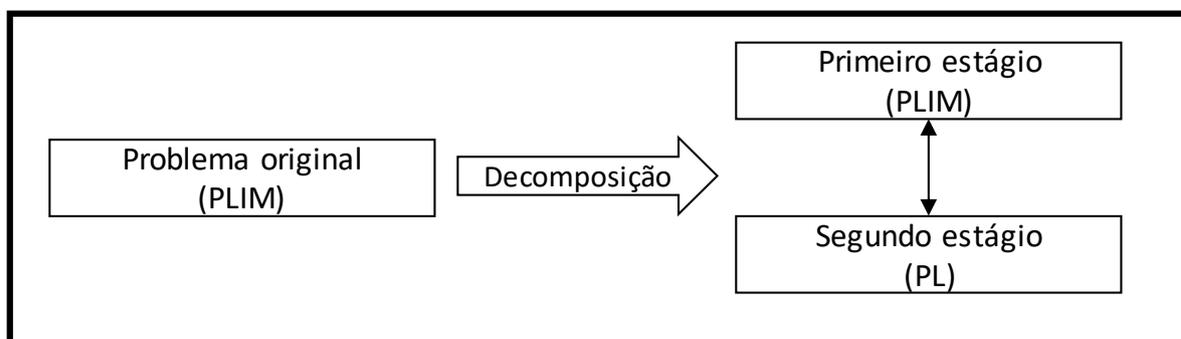
Dentre os modelos descritos, os modelos de otimização estocástica se destacam por terem sólida fundamentação matemática e por serem apoiados pela teoria da probabilidade. Além disso, seu objetivo é encontrar uma política que tenha um bom desempenho médio para todas, ou quase todas, as possíveis realizações dos dados aleatórios (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). Como, neste trabalho, busca-se definir a qualidade da decisão de realização de um contrato de longo-prazo com uma planta eólica, é importante analisar a robustez para um grande número de realizações futuras da incerteza. Desta forma, foi escolhida a abordagem estocástica para este problema.

A maior parte dos problemas, em que são aplicados modelos estocásticos, são lineares e de dois estágios. Nesses, uma decisão é tomada no primeiro estágio antes que as incertezas sejam reveladas. Depois, no segundo estágio, novas decisões deverão ser tomadas. Assim, o estágio não tem relação com o tempo, mas sim com o momento que o evento aleatório ocorre.

Além dos problemas dois estágios existem os problemas multi-estágio. Nesses as incertezas são reveladas gradualmente ao longo do tempo e as decisões devem ser adaptadas a este processo (SHAPIRO; DENTCHEVA; RUSZCZYŃSKI, 2009).

De acordo com as características previamente descritas do problema, um consumidor precisa investigar o impacto de realizar um contrato de longo-prazo com uma usina eólica (primeiro estágio) na sua estratégia de contratação bilateral (segundo estágio). Assim, neste trabalho, o problema é representado como um modelo de programação estocástica de dois estágios, sendo que, no primeiro estágio, tem-se como objetivo minimizar o custo esperado de contratação da planta eólica, respeitando-se as janelas de construção e duração da usina ao longo do horizonte de planejamento. Essencialmente, o problema de primeiro estágio é um problema multi-estágio binário misto, cujas características do conjunto restrito permitem resolvê-lo de maneira muito eficiente por um software de programação linear inteira mista (PLIM). Uma vez resolvido o problema de primeiro estágio, tem-se que solucionar um problema de segundo estágio cujo objetivo consiste em minimizar os demais custos envolvidos no problema. Este problema de segundo estágio, como será mostrado a seguir, é também um problema multi-estágio linear e de grande porte. A estratégia geral de solução é mostrada na Figura 4.1, na qual a separação nos dois problemas (primeiro e segundo estágio) é feita com base na decomposição de Benders (DB). A seguir será explicada a estrutura da árvore de cenários e depois são descritos os problemas de primeiro e de segundo estágio.

Figura 4.1 - Estratégia geral de solução



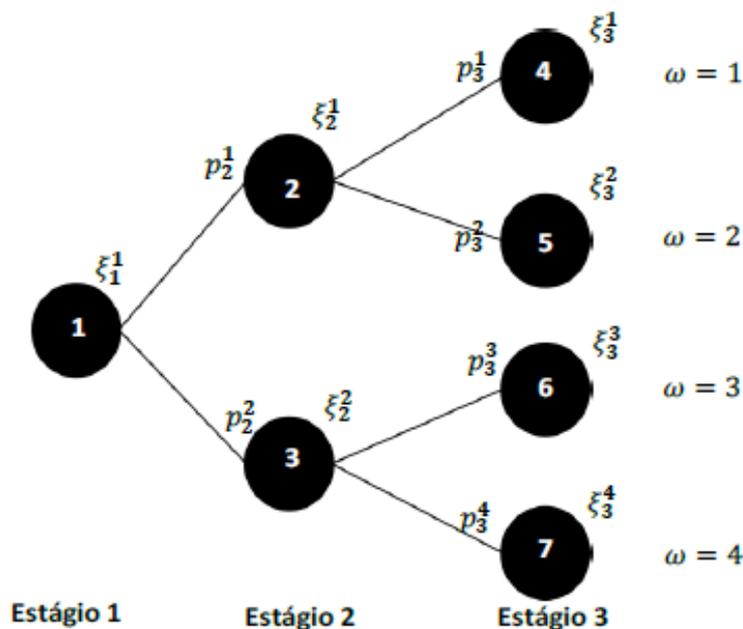
Fonte: Produção do próprio autor.

4.1 ESTRUTURA DA ÁRVORE

Os dados aleatórios são agrupados de forma a gerar os diferentes cenários chamados aqui de ω . Os dados de preços e geração eólica são criados de forma independente e, portanto, não possuem correlação entre si. No entanto, conforme mencionado na etapa de revisão bibliográfica, essa correlação existe e atesta para a complementariedade entre as fontes hidro e eólica. Dessa forma, não considerar a correlação pode prejudicar a contratação da planta eólica, principalmente no Nordeste, onde a correlação é forte. Por opção do autor do trabalho, essa correlação será considerada em trabalhos futuros.

Assim, a Figura 4.2 mostra um exemplo de árvore de cenários multi-estágio na qual os nós são os pontos associados à realização das variáveis aleatórias do problema em determinado estágio de tempo, representados pelos círculos escuros, que normalmente estão associados à tomada de decisão. Para cada nó é atribuída uma probabilidade, que no caso de problemas com múltiplos estágios, é uma composição da probabilidade de todos os nós antecessores até o correspondente estágio. As realizações das variáveis aleatórias são representadas por ξ e um cenário é definido como um caminho completo do primeiro estágio até o último. Pela análise da árvore é possível notar que as decisões são tomadas de forma sequencial, i.e., conforme se avança na árvore as novas decisões devem levar em conta as decisões já tomadas nos nós antecessores. Isto implica que os cenários 1 e 2 compartilham a mesma decisão tomada no nó 2 e todos os cenários (1,2,3,4) compartilham a mesma decisão tomada no nó 1. Esse acoplamento de decisões caracteriza uma condição de não-antecipatividade, cuja ideia consiste nas decisões sendo tomadas sem que seja possível antecipar qual realização irá de fato acontecer (VERONESE, 2013).

Figura 4.2 - Exemplo de árvore de cenários.



Fonte: (VERONESE, 2013).

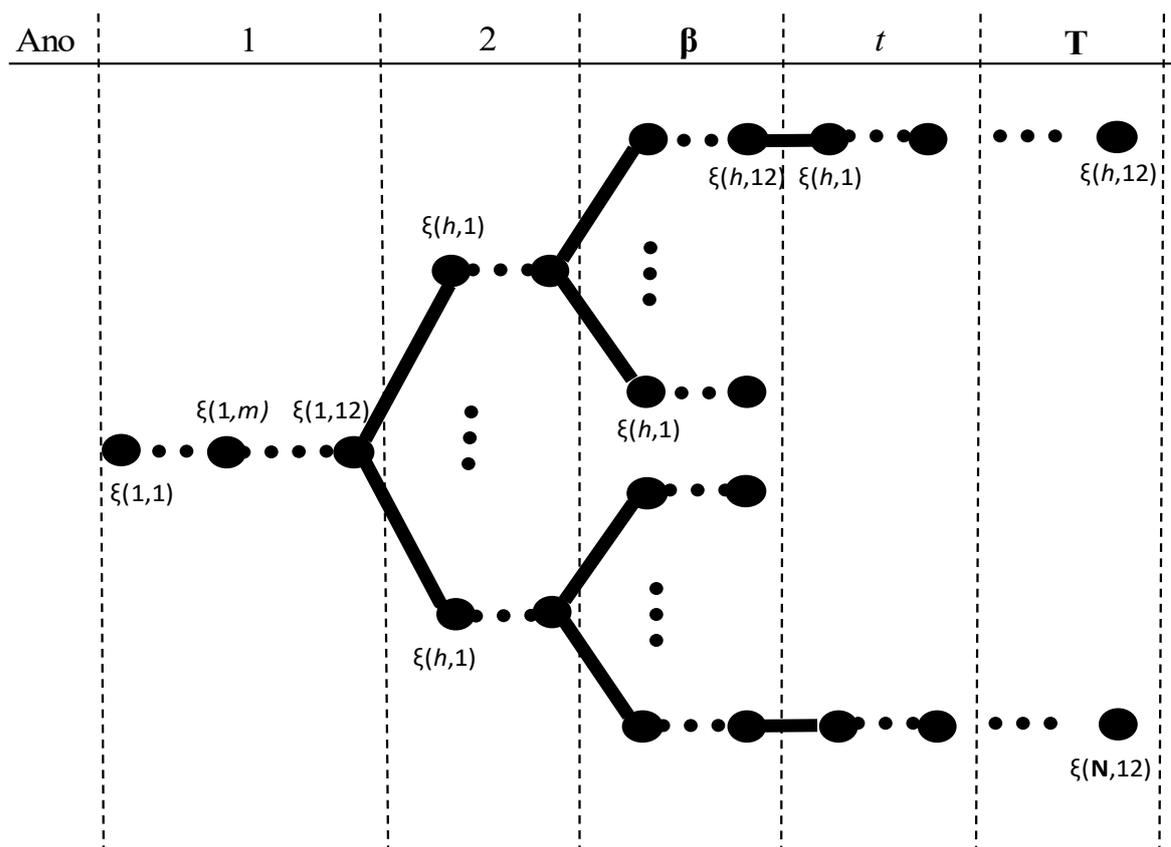
Um aspecto importante a ser observado em um problema multi-estágio é que a dimensão da árvore de cenários cresce exponencialmente com o número de discretizações da variável estocástica, o que constitui um problema para análises de longo-prazo. No entanto, um maior número de aberturas pode significar uma melhor amostragem do processo aleatório resultando em uma solução mais robusta. Portanto, o esforço computacional deve ser balanceado com a qualidade da solução de forma a definir o tamanho da árvore a ser usada (VERONESE, 2013).

Considerando a duração do contrato com a planta eólica de 20 anos e um período de decisão para contratação da usina de 5 anos, pode-se supor um horizonte de planejamento de 24 anos. A solução desse problema considerando uma abertura de 2 cenários por estágio resultaria em uma árvore contendo 8.388.608 nós para o modelo anual. Tal dimensão é muito custosa computacionalmente e considera um número muito limitado de realizações das variáveis aleatórias por ano. Além disso, busca-se utilizar uma discretização mensal da árvore o que aumentaria para $2,48 \cdot 10^{86}$ nós a sua dimensão.

Desta forma, a estrutura inicial escolhida para a árvore é mostrada na Figura 4.3. Os nós são representados pelo índice h , sendo que o total de nós em toda a árvore é \mathbf{N} . As aberturas ocorrem anualmente, sendo os nós referentes aos meses (m), determinísticos dentro de um mesmo ano (t). Esta estrutura se propaga até o

último ano em que a usina pode ser contratada, representado por β . Após este período a discretização continua sendo mensal, mas não ocorrem mais aberturas anuais. Assim, os cenários passam a ser determinísticos já que as incertezas são muito grandes até para serem modeladas.

Figura 4.3- Estrutura geral da árvore.



Fonte: Produção do próprio autor.

A usina pode começar a operar apenas a partir do ano ζ , ou seja, a usina pode ser contratada de ζ até β , no entanto, este fator não altera a estrutura da árvore.

Considerando sete realizações das variáveis aleatórias por ano e um período de cinco anos para a decisão de entrada em operação da usina, tem-se um total de 2.401 cenários possíveis para todo o horizonte.

4.2 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

Por meio da DB, o problema original é dividido em um problema mestre (MP), ou problema de primeiro estágio, e em um problema de segundo estágio, ou subproblema (SP). De forma a coordenar os dois problemas, representa-se o custo

do SP no MP mediante uma função valor que é aproximada por meio de planos cortantes (ou cortes de Benders), os quais são chamados de cortes de otimalidade. Ainda, podem ser adicionados cortes de viabilidade que buscam descartar soluções do MP que tornem o SP inviável. No entanto, como o consumidor pode atender a sua carga sem precisar da planta eólica, os cortes de viabilidade não são necessários no problema deste trabalho.

Apesar do MP e do SP estarem sujeitos à mesma estrutura de árvore de cenários, estes possuem características distintas. O MP visa decidir se a planta eólica é contratada, buscando minimizar os custos desse investimento, conforme mostrado matematicamente a seguir.

$$\Psi = \min \sum_{h=1}^N p_h \sum_{m=1}^{12} \left[C_{A(\mathbf{D}-1,h),m} \sum_{r=0}^{\mathbf{D}-1} \left(\frac{W_{A(\mathbf{D}-1-r,h)m}}{(1+\mathbf{J})^{r \cdot 12 + m - 1}} \right) \right] \cdot u_{t_{A(\mathbf{D}-1,h)}m} + \alpha \quad (4.1)$$

$$\text{s.a.:} \quad z_{tm} - z_{bm} + z_{b-1,m} \geq 0, \quad b \in [t - \mathbf{D} + 1, t - 1], \quad t = 2, \mathbf{T} + \mathbf{D} - 1 \quad (4.2)$$

$$\sum_{t=1}^{\mathbf{T}+\mathbf{D}-1} z_{tm} - \mathbf{D} \leq 0 \quad (4.3)$$

$$u_{tm} - z_{tm} + z_{t,m-1} \geq 0 \quad (4.4)$$

$$z_{tm} = 0, \quad t = 1, \zeta \quad (4.5)$$

$$u_{tm} = 0, \quad t = \beta, \mathbf{T} \quad (4.6)$$

$$\alpha \geq 0, \quad z_{tm}, u_{tm} \in \{0, 1\}. \quad (4.7)$$

$$\alpha - \Theta + \sum_{h=1}^N \left[p_h \cdot \pi_{hm} \cdot W_{hm} \cdot (z_{t_h m} - \bar{z}_{t_h m}) \right] \geq 0 \quad (4.8)$$

Para a transformação do problema determinístico no problema estocástico foram inseridos novos índices e variáveis, como segue:

- h índice associado aos nós da árvore de cenários;
- \mathbf{N} número total de nós do horizonte de planejamento;
- t_h índice associado ao ano t referente ao nó h ;
- p_h probabilidade de ocorrência da realização da variável aleatória do nó h ;
- $A(j, h)$ ancestral j do nó h ;
- α variável que representa os custos do SP no MP;
- Ψ custo ótimo do MP (R\$/h);

π_{hm} multiplicador de Lagrange associado à Restrição

\bar{z}_{tm} valor fornecido pelo MP para a disponibilidade da planta eólica na iteração atual.

Nota-se que as Restrições (4.2) a (4.6) não se alteram em relação ao modelo determinístico. Isto ocorre, pois, a decisão de contratação da planta eólica é única para cada estágio de tempo. Apesar de única, essa decisão está sujeita à uma árvore de cenários de preços e geração relacionados à planta eólica, como é mostrado na função objetivo do MP, Equação (4.1). Essa função busca minimizar o custo dos dois estágios do problema, sendo que α é a variável responsável por aproximar os custos de segundo estágio na função objetivo do primeiro estágio. As Restrições (4.2) a (4.4) estabelecem que uma vez que a planta é contratada ela deve ficar disponível por toda a sua vida-útil. As Restrições (4.5) e (4.6) determinam que a planta só poderá estar disponível a partir do ano ζ e que o período de decisão para contratação da planta se estende até o ano β . O corte de otimalidade da Equação (4.8), responsável pela coordenação entre o SP e o MP será explicado após a exposição do SP. O MP é resolvido pelo seu equivalente determinístico.

Por outro lado, o SP busca minimizar os custos para suprimento da demanda já considerando se a planta eólica foi contratada e tendo em vista todas as realizações futuras das variáveis aleatórias. Esse é dado por:

$$\Theta = \min \sum_{h=1}^N p_h \left\{ \sum_{m=1}^{12} \left[\sum_{i=1}^I \left(\sum_{r=t_h}^{t_h+I} \left(\frac{\mathbf{P}_{ihm} \cdot x_{ihm}}{(1+\mathbf{J})^{r \cdot 12 + m - 1}} \right) \right) + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t_h \cdot 12 + m - 1}} \cdot \mathbf{S}_{ihm} \cdot y_{hm} + \frac{1}{(1+\mathbf{J})^{t_h \cdot 12 + m - 1}} \cdot \max(\mathbf{R}_{ihm}, \mathbf{S}_{ihm}) \cdot q_{hm} \right] \right\} \quad (4.9)$$

$$\text{s.a.:} \quad \sum_{i=1}^I a_{ihm} + y_{hm} = \mathbf{L}_{hm} - \mathbf{W}_{hm} \cdot \bar{z}_{t_h, m} \quad (4.10)$$

$$a_{ihm} - a_{ih, m-1} - x_{ihm} + a_{i, A(i, h), m} = 0 \quad (4.11)$$

$$q_{hm} - \frac{\sum_{g=1}^m (y_{hg}) + \sum_{g=m}^{12} (y_{A(1, h), g})}{12} \geq 0 \quad (4.12)$$

$$y_{hm} + \mathbf{V}_{hm}^{\max} \leq 0 \quad (4.13)$$

$$x_{ihm} - \mathbf{M}_{ihm}^{\max} \leq 0 \quad (4.14)$$

$$x_{ihm}, a_{ihm}, q_{ihm} \geq 0 \quad (4.15)$$

Em que Θ é o custo ótimo do SP (R\$/h).

No problema a Restrição (4.10) realiza o balanço entre energia contratada/gerada e a demanda do consumidor enquanto que a Restrição (4.11) controla os montantes acumulados de cada contrato bilateral firmado. A Restrição (4.12) quantifica o montante médio de subcontratação dos últimos 12 meses que está sujeito à penalidade ao passo que as Restrições (4.13) a (4.15) atestam para os limites máximos e mínimos das variáveis. O SP também é resolvido pelo seu equivalente determinístico.

Por fim, a Restrição (4.8) do MP mostra o corte de otimalidade que deve ser adicionado a cada iteração do algoritmo de solução. Esse corte está associado à Restrição (4.10) do SP, a qual realiza o acoplamento entre os problemas. O corte restringe o valor de α que é a variável responsável por aproximar os custos do SP no MP. Ele atesta que α deve ser maior ou igual ao custo ótimo do SP (Θ), dado o valor fixo de z_{tm} (\bar{z}_{tm}) obtido da solução do MP, descontando a contribuição decorrente da mudança da variável z_{tm} na redução do custo da função objetivo do segundo estágio. Um corte será adicionado a cada iteração, descartando as soluções piores do que a atual.

O algoritmo de solução do problema é descrito a seguir.

4.2.1 Algoritmo de decomposição de Benders

O algoritmo para DB exposto abaixo foi formulado de acordo com as especificidades do problema alvo deste trabalho.

1. Utilize limite inferior $LB= 0$, limite superior $UB= +\infty$ e defina uma tolerância $\tau > 0$ e um indicador de iteração (it) igual a 1;
2. Resolva o MP (4.1)-(4.8), dada sua solução iguale \bar{z}_{tm} ao resultado da variável z_{tm} e iguale LB à Ψ .
3. Resolva o SP (4.9)-(4.15), retire os π_{hm} associados à Restrição (4.10) de forma a compor os cortes de otimalidade e atualize $UB = \Psi - \alpha + \Theta$;

4. Teste de otimalidade: se $(UB-LB)/UB \leq \tau$, pare. Ainda, se it for maior que um limite de número de iterações, pare;
5. Insira os cortes de otimalidade no MP e retorne ao passo 2.

5 RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Nesta seção são apresentados os resultados dos experimentos computacionais realizados com o modelo de otimização. Primeiramente, são mostrados os resultados do modelo determinístico e, posteriormente, são apresentados aqueles referentes ao modelo estocástico. Toda a implementação computacional foi desenvolvida na linguagem de programação Python 3.6, utilizando a ferramenta Gurobi para resolver os problemas de programação linear (PL) e de programação linear inteira-mista (PLIM). A tolerância utilizada para o MIP gap é de 10^{-6} e, para execução dos modelos, foi utilizado um computador com processador Intel Xeon, com 3,33 GHz e 32 GB de memória RAM. A seguir são descritos os principais dados dos casos analisados neste trabalho.

5.1 PREMISSAS DO MODELO

A vida útil da planta eólica considerada é de 20 anos. Com isso, define-se um horizonte de planejamento de 24 anos, que engloba a vida útil da planta eólica e o período de 5 anos para tomada de decisão em relação a sua contratação e para a sua construção. Dessa forma, mesmo que a planta eólica seja contratada no último ano do horizonte de decisão, o horizonte de planejamento ainda comportará a análise das demais estratégias de atendimento da demanda pelo consumidor durante toda a vida útil da planta eólica, que equivale à duração do contrato de longo-prazo. Com isso, o horizonte de planejamento tem início em janeiro 2018 e se estende até final do ano de 2041. Nos dois primeiros anos (2018-2019), a usina eólica não pode estar disponível, já que uma usina dessa natureza demora em média de 6 a 18 meses para ser construída (PACIFIC HYDRO, [s.d.]). O período de construção será considerado, pois a planta eólica será construída exclusivamente para atender o consumidor em questão. Por fim, este trabalho admite que o ano 2022 é o último ano em que a usina pode ser contratada, sendo que essa decisão tem como período total dos anos 2020 a 2022.

A taxa de desconto (J) para calcular o valor presente dos custos futuros é de 6% a.a. e a demanda do consumidor livre ($L_{tm}^{(\xi)}$) é constante e igual a 100MWh. O consumidor pode optar por vender no mercado de curto prazo até 5% da sua demanda. O valor de referência para a penalidade de subcontratação ($R_{tm}^{(\xi)}$) é de 150,00 R\$/MWh para todo o horizonte de planejamento.

Em relação aos contratos bilaterais, considera-se que estão disponíveis no mercado contratos de 1 e 3 anos de duração, ambos *flat*, com início no mesmo período (mês ou ano) em que o contrato é firmado. Não se tem um limite máximo de contratação, M_i^{\max} .

Em relação à árvore de cenários do modelo estocástico, essa segue a estrutura exposta na seção 4.1, i.e., possui 2401 cenários resultantes de 7 realizações anuais das variáveis aleatórias do segundo ao quinto ano. Para a concepção da árvore, são sorteadas as realizações de PLD para cada estágio dentre os 2000 cenários fornecidos por uma rodada do modelo NEWAVE, conforme explicado na seção 3.2. Além disso, cada cenário de PLD possui seu respectivo cenário de preços de contrato, obtido por meio dos modelos auto regressivos mostrados na seção 3.3. Por fim, os preços de contratação da usina eólica e as gerações da usina seguem suas próprias distribuições, conforme explicado na seção 3.1. Estas distribuições são utilizadas para obter as realizações para cada nó da árvore de cenários. Os dados dessas distribuições são relativos as usinas de Praia Formosa (Ceará) e Elebras Cidreira I (Rio Grande do Sul). Considera-se que as plantas são construídas no mesmo submercado onde o consumidor está instalado. A árvore de cenários utilizada no modelo mensal e anual é a mesma, sendo que no modelo anual é utilizada a média dos valores mensais referentes a cada dado aleatório.

5.2 RESULTADOS DO MODELO DETERMINÍSTICO

A seguir serão apresentados os resultados de dois casos referentes a otimização de 2.000 cenários determinísticos. O primeiro caso é constituído pelo submercado Nordeste (i.e., Praia Formosa) e o segundo caso pelo submercado Sul (i.e., Elebras Cidreira I). A ideia dessa análise é comparar inicialmente as decisões tomadas pelo modelo com dois níveis de discretização do horizonte de planejamento, isto é, mensal e anual. A Tabela 5.1 mostra a dimensão de cada modelo de PLIM.

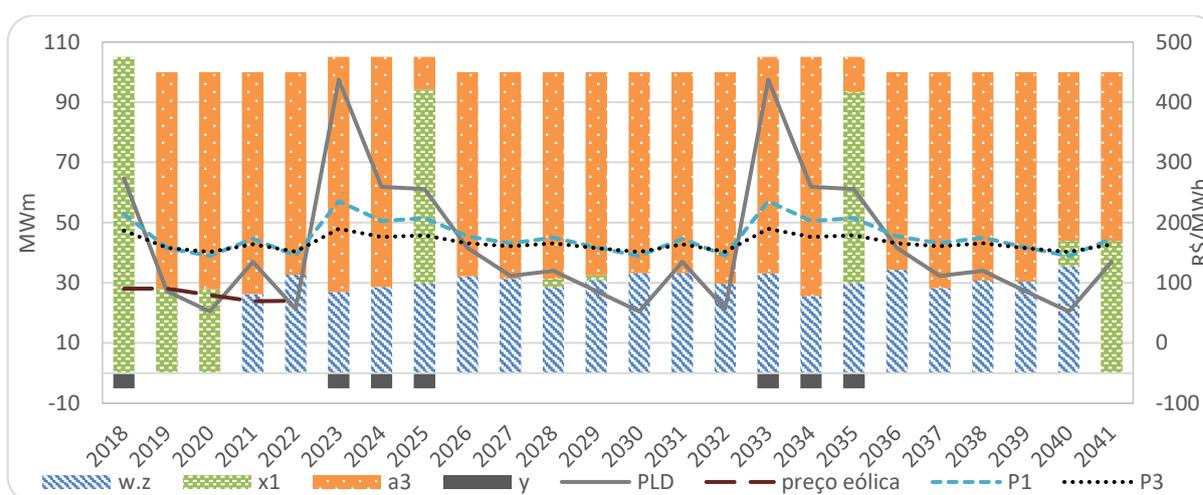
Tabela 5.1 – Dimensão dos modelos mensal e anual.

Modelo	Variáveis contínuas	Variáveis binárias	Restrições
Anual	120	48	213
Mensal	1.645	576	2.844

5.2.1 Caso 1 – Submercado Nordeste

Primeiramente, são expostas na Figura 5.1 as decisões tomadas pelo modelo anual frente a um cenário específico das variáveis aleatórias. O cenário de preços da planta eólica representa a oscilação de preços até o último ano do período de decisão. Caso o contrato seja firmado o preço se propaga até o fim do horizonte.

Figura 5.1 - Estratégia de atendimento da demanda.

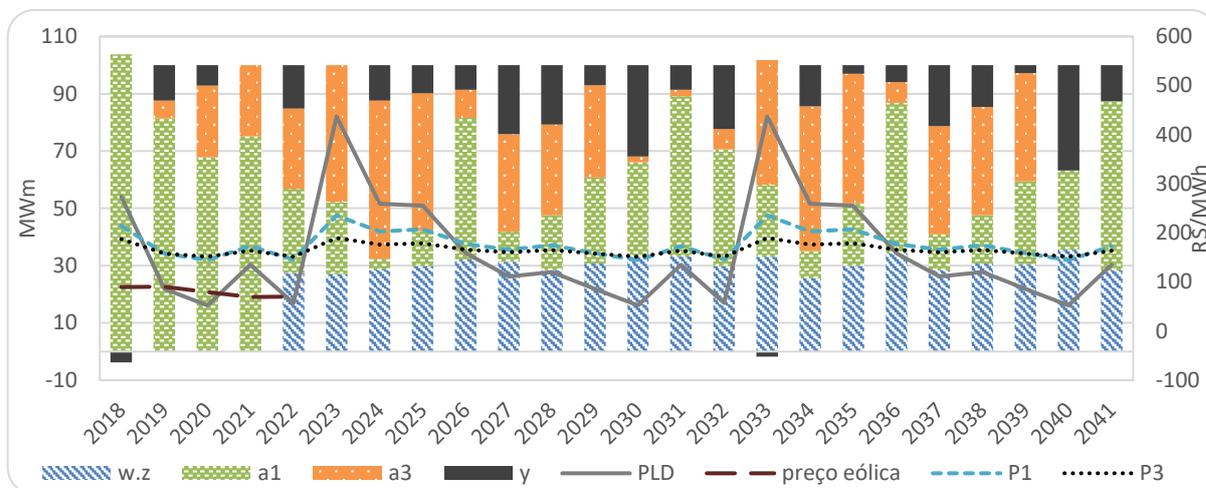


Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se que o modelo anual toma a decisão de contratar a usina em 2021 e, em anos com PLD muito alto, o modelo opta por vender energia no mercado de curto prazo. O custo ótimo obtido é de R\$ 1,57 bilhões, obtido em 13 iterações e gap de otimalidade de $2,14 \cdot 10^{-14} \%$. O tempo de execução é de 0,05 segundos.

Otimizando o modelo mensal, a Figura 5.2 mostra a estratégia adotada pelo consumidor frente ao mesmo cenário de preços e geração da Figura 5.1. Para construir a figura foi realizada a média anual das variáveis mensais obtidas como resultado do modelo mensal. Esse modelo de apresentação dos dados será usado para todos os casos apresentados na seção de resultados determinísticos de forma a melhorar a comparação das estratégias adotadas pelo modelo mensal e anual. O custo ótimo obtido é de R\$1,59 bilhões, obtido em 21 iterações e gap de otimalidade de $5,11 \cdot 10^{-5} \%$. O tempo de execução é de 0,78 segundos.

Figura 5.2 - Estratégia de atendimento da demanda.

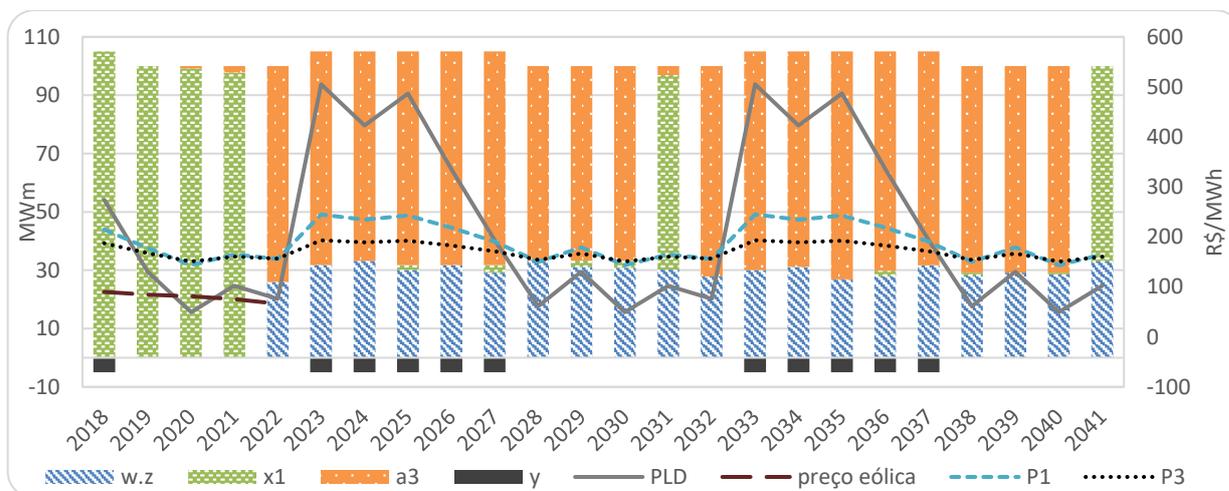


Fonte: Produção do próprio autor.

Pelo modelo mensal a planta eólica é contratada no mês de março de 2022. Nota-se que nesse modelo a estratégia ótima implica em compra e venda de energia no MCP, enquanto que no modelo anual apenas ocorre venda de energia. Para entender essa estratégia, deve-se perceber que a variação da geração eólica ano a ano é pequena em comparação à variação mensal e a compra de energia no MCP ajuda o consumidor a lidar com esse regime intermitente da fonte.

Um outro cenário otimizado pelo modelo anual é apresentado na Figura 5.3. Nesse caso, a usina eólica é contratada no ano de 2022 e o custo ótimo é de R\$ 1,58 bilhões.

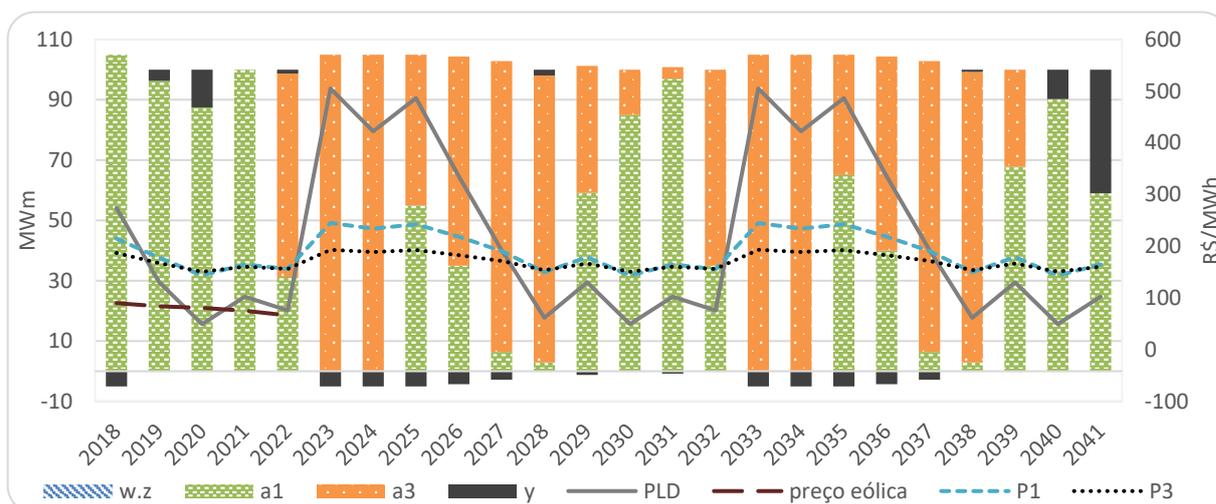
Figura 5.3 - Estratégia de atendimento da demanda.



Fonte: Produção do próprio autor.

Otimizando o mesmo cenário pelo modelo mensal obteve-se o custo ótimo de R\$ 1,70 bilhões. Neste caso, a usina não foi contratada e a estratégia acumulada ano a ano para atendimento da demanda pelo modelo mensal é mostrada na Figura 5.4.

Figura 5.4 - Estratégia de atendimento da demanda.



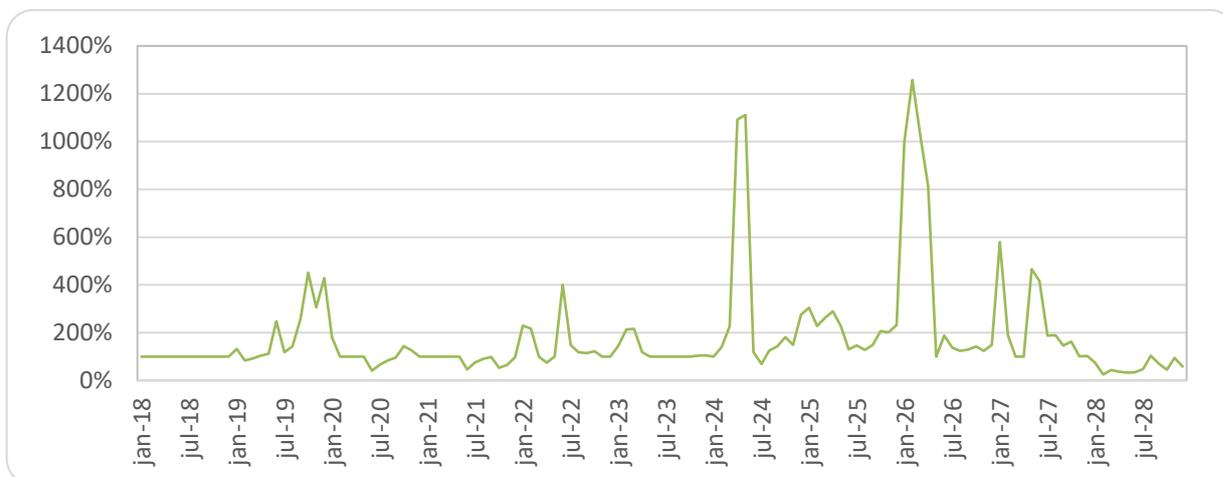
Fonte: Produção do próprio autor.

Para esse cenário, tanto o modelo anual, quanto o modelo mensal, não optaram por grandes níveis de compra de energia no MCP. No entanto, para o modelo mensal, o consumidor obteve maior vantagem em apenas realizar contratos bilaterais, ao invés de investir na contratação da usina eólica.

Além disso, pode-se comparar a estratégia de suprimento para o modelo mensal nesse cenário e no cenário anterior, já que esses apresentaram decisões bem distintas. Verifica-se que no cenário em que a usina não foi contratada, a compra de energia no MCP foi reduzida. Isso corrobora a hipótese de que quando o consumidor não contrata a planta eólica, não se tem necessidade de comprar energia no MCP, já que essa energia é acrescida de uma penalidade. Ao contrário, pode-se suprir a demanda com contratos que garantem um suprimento sem variação sazonal.

Além disso, é mostrada na Figura 5.5 uma comparação relativa do PLD do cenário em que a usina não foi contratada em relação ao primeiro caso. É possível perceber que o nível de preços do caso em que a usina não foi contratada é significativamente superior.

Figura 5.5 - Variação percentual do PLD.



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela análise dos resultados dos problemas determinísticos, observa-se que a contratação da planta eólica no modelo mensal para o caso Nordeste está muito correlacionada com o valor do PLD, pois nos cenários em os preços estão acima da média geral não há contratação da usina eólica.

Sintetizando os resultados, a Tabela 5.2 mostra a porcentagem de cenários em que é contratada a planta eólica considerando uma otimização de 2.000 cenários para o submercado Nordeste.

Tabela 5.2- Porcentagem de contratação da usina eólica.

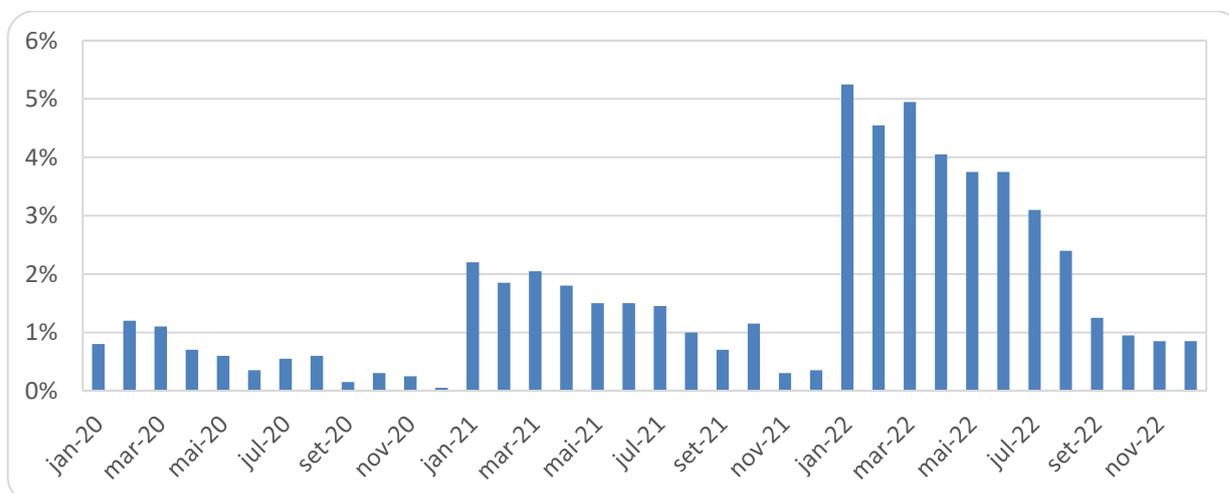
Ano de contratação	mensal	anual
2020	6,65	25,45
2021	15,85	35,30
2022	35,70	39,25
Total	58,20	100

Observa-se que, enquanto no modelo anual a contratação da usina eólica é vantajosa para todos os cenários, apenas em 58% dos cenários a contratação é vantajosa para o modelo mensal.

Esses resultados apenas consideram o percentual respectivo a cada ano, mas não especificam o mês em que ocorre a contratação da planta eólica pelo modelo mensal. Ao explorar as decisões do modelo mensal obtém-se a Figura 5.6, na qual

são apresentados os valores em percentual do total de cenários nos quais a usina foi contratada por mês do horizonte de decisão.

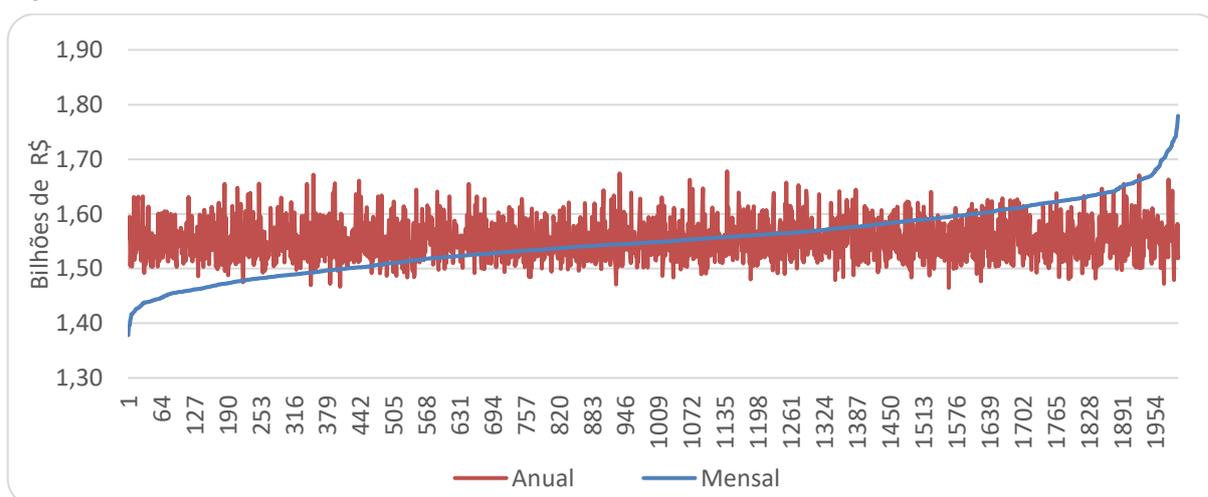
Figura 5.6 - Decisões de contratação do modelo mensal referentes à planta eólica.



Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se que o mês com maior porcentagem de contratação da usina é o mês de janeiro de 2022. A comparação dos custos totais de cada cenário considerando os modelos mensal e anual é mostrada na Figura 5.7. Os custos são apresentados em bilhões de R\$ e estão ordenados pela ordem crescente dos custos do modelo mensal.

Figura 5.7 - Custos ótimos de cada cenário.



Fonte: Produção do próprio autor.

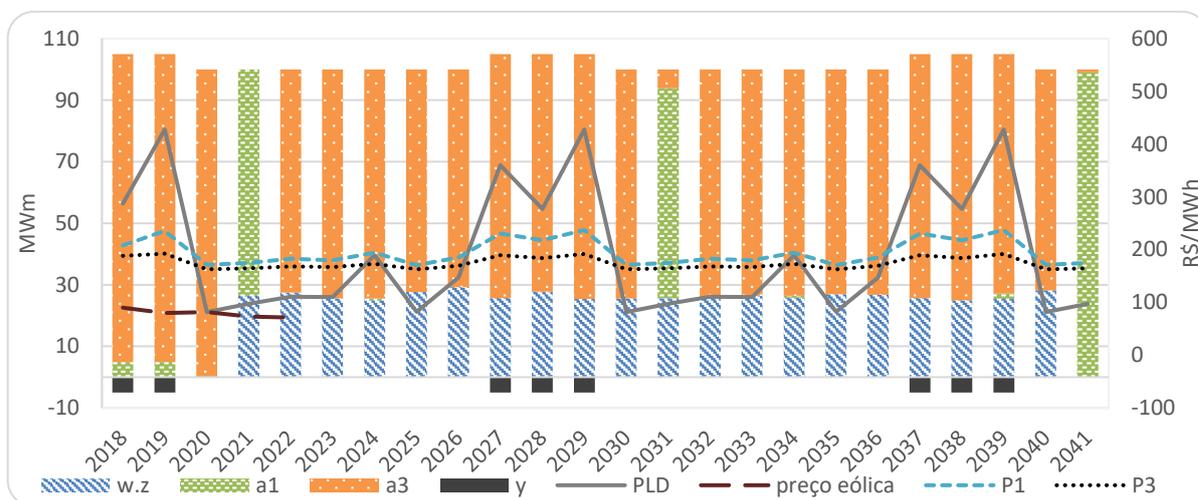
Em termos estatísticos, a média dos custos do modelo anual é de R\$ 1,552 bilhões e o desvio padrão é de R\$ 34,97 milhões. Para o caso mensal, a média é de R\$ 1,550 bilhões o desvio padrão é de R\$ 59,39 milhões. Destaca-se que o modelo anual tende a subestimar os custos em cenários piores (mais caros) e a superestimar

os custos em cenários considerados melhores. Já no modelo mensal, quando esses custos são mais altos, opta-se pela não contratação da usina eólica, já que esta está fortemente atrelada com o nível de preços do PLD.

5.2.2 Caso 2 – Submercado Sul

Da mesma forma que para o caso anterior, a Figura 5.8 mostra a estratégia de atendimento da demanda do consumidor situado no submercado Sul, adotada pelo modelo anual. O custo ótimo é de R\$ 1,68 bilhões, obtido em 13 iterações e gap de otimalidade de $1.98 \cdot 10^{-14}$ %. O tempo de execução é de 0,05 segundos e a usina é contratada no ano de 2021.

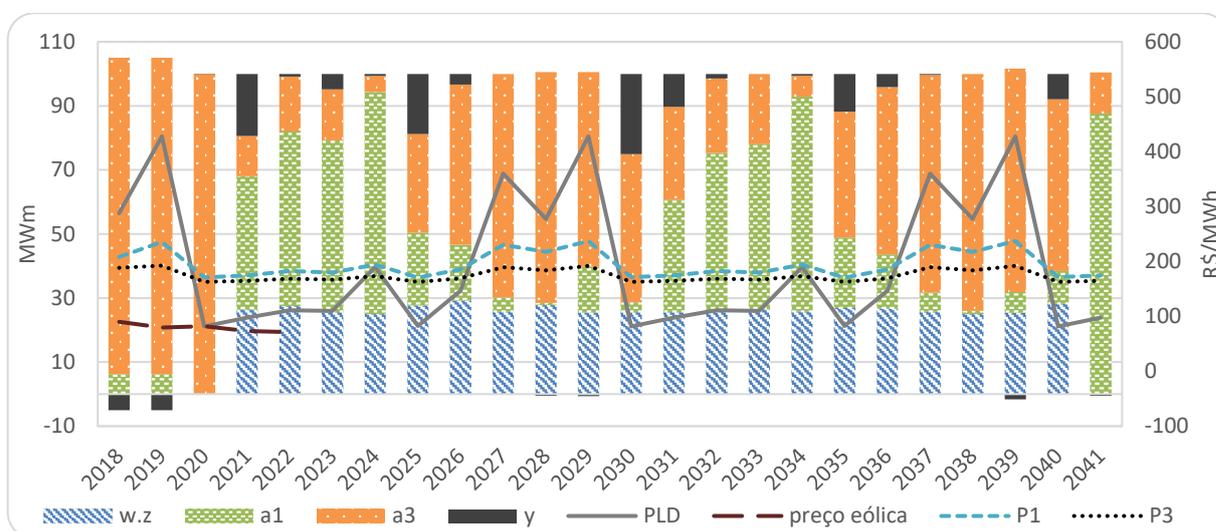
Figura 5.8 - Estratégia de atendimento da demanda.



Fonte: Produção do próprio autor.

Já considerando a solução do modelo mensal para o mesmo cenário, é obtida a solução mostrada na Figura 5.9. O custo ótimo dessa solução é de 1,60 bilhões de reais, obtido em 20 iterações e gap de otimalidade de $-2.07 \cdot 10^{-14}$ %. O tempo de execução é de 0,64 segundos e a usina eólica é contratada no mês de janeiro de 2021.

Figura 5.9- Estratégia de atendimento da demanda.



Fonte: Produção do próprio autor.

Como no caso anterior, pelo modelo mensal o consumidor opta por comprar uma maior quantidade de energia no MCP para lidar com o regime intermitente de geração da planta eólica.

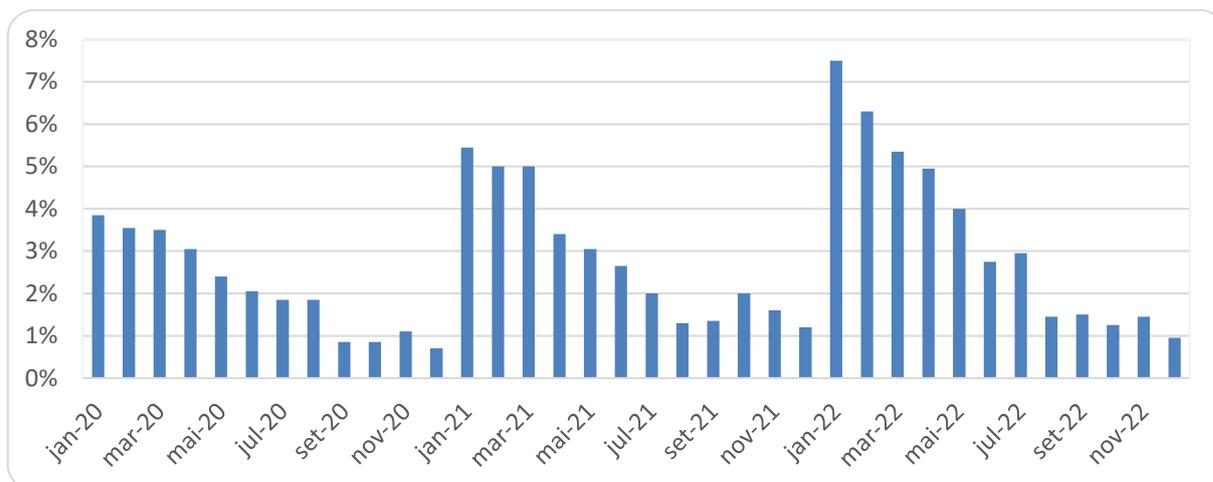
Na Tabela 5.3 são comparadas as decisões de contratação da usina dos modelos mensal e anual para o submercado Sul.

Tabela 5.3- Porcentagem de contratação da usina eólica.

Ano de contratação	Mensal	Anual
2020	25,31	28,35
2021	33,87	32,10
2022	40,80	39,55
Total	100	100

Nota-se que, nesse caso, a contratação da usina foi vantajosa em 100% dos casos, tanto no modelo anual quanto no mensal. Ainda assim, existem certas divergências entre os dois modelos em relação à qual o melhor momento para que essa contratação ocorra. A Figura 5.10 detalha a porcentagem referente a cada mês do ano no qual a usina foi contratada, segundo o modelo mensal. Pela figura é clara a maior tendência de contratação nos primeiros meses de cada ano, sendo que o ano 2022 apresenta maior porcentagem de ocorrência.

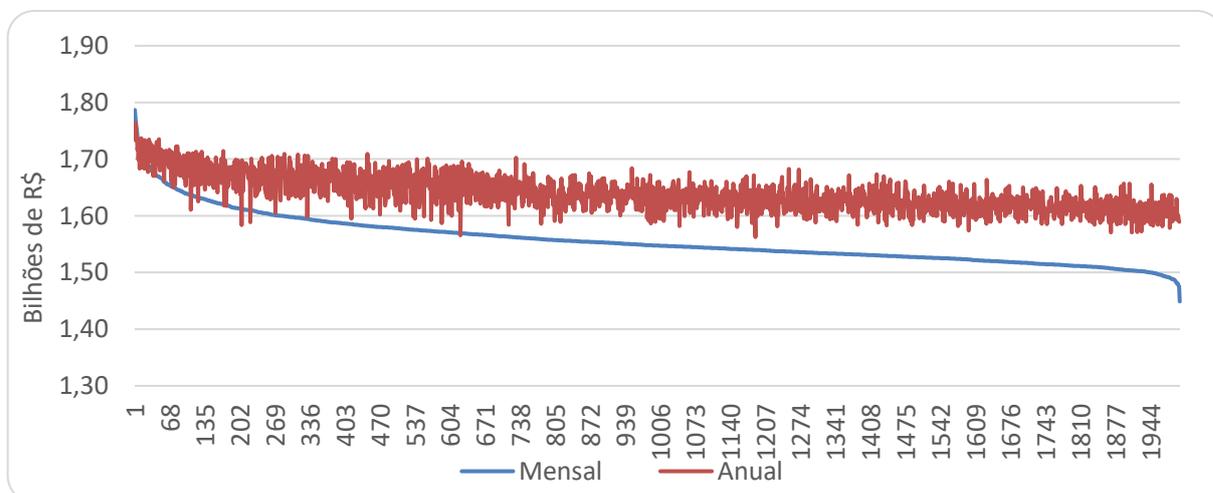
Figura 5.10 - Decisões de contratação do modelo mensal referentes à planta eólica.



Fonte: Produção do próprio autor.

Da mesma forma que no caso anterior, os modelos apresentam decisões distintas mesmo sendo calculados para o mesmo cenário, o que implica em diferentes custos. Assim, a Figura 5.11 mostra os custos de otimização de todos os cenários ordenados pela ordem crescente dos custos do modelo mensal.

Figura 5.11 - Custos ótimos de cada cenário.



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela Figura 5.11 percebe-se que os custos ótimos do modelo anual são superiores aos obtidos pelo modelo mensal em praticamente todos os cenários. A média dos custos do modelo mensal é de R\$ 1,56 bilhões e do modelo anual é de R\$ 1,64 bilhões. Conclui-se, portanto, que o consumidor consegue aproveitar as maiores oscilações de preço decorrentes de uma discretização mensal de forma a realizar contratos bilaterais a menor custo.

Além disso, percebe-se que esse consumidor compra 30% menos energia no MCP do que no caso Nordeste. Esse menor volume de compra é devido a menor variação da geração da planta eólica. Como pode ser visto pela Tabela 3.1, o desvio padrão entre as médias de geração mensal é 57,5% maior para a planta localizada no Nordeste, ou seja, ao adquirir a planta eólica o consumidor do Nordeste precisa suprir essa variação na geração adquirindo mais energia no MCP. Por sua vez, o consumidor do Sul consegue suprir a sua carga considerando as oscilações mensais, mas se expondo a menores riscos decorrentes da variação do preço do MCP e arcando com menores custos advindos da penalidade pela aquisição de energia no MCP. Como visto, no caso Nordeste quando o nível de preços do PLD é maior, o consumidor, pelo modelo mensal, opta por não contratar a usina eólica. Devido à menor variação da geração da planta eólica e conseqüente menor necessidade de compra de energia no MCP, a correlação entre a contratação da usina e o PLD, para o submercado Sul, não chega a inviabilizar o investimento.

5.3 RESULTADOS DO MODELO ESTOCÁSTICO

Nesta seção são apresentados os resultados associados com o modelo estocástico apresentado no Capítulo 4. A estrutura do modelo anual é mostrada na Tabela 5.4 e do modelo mensal na Tabela 5.5.

Tabela 5.4- Composição do problema anual.

Problema	Variáveis contínuas	Variáveis binárias	Restrições
Mestre	1	48	141
Subproblema	145.260	0	242.100

Tabela 5.5- Composição do problema mensal.

Problema	Variáveis contínuas	Variáveis binárias	Restrições
Mestre	1	576	1.692
Subproblema	3.486.240	0	2.324.160

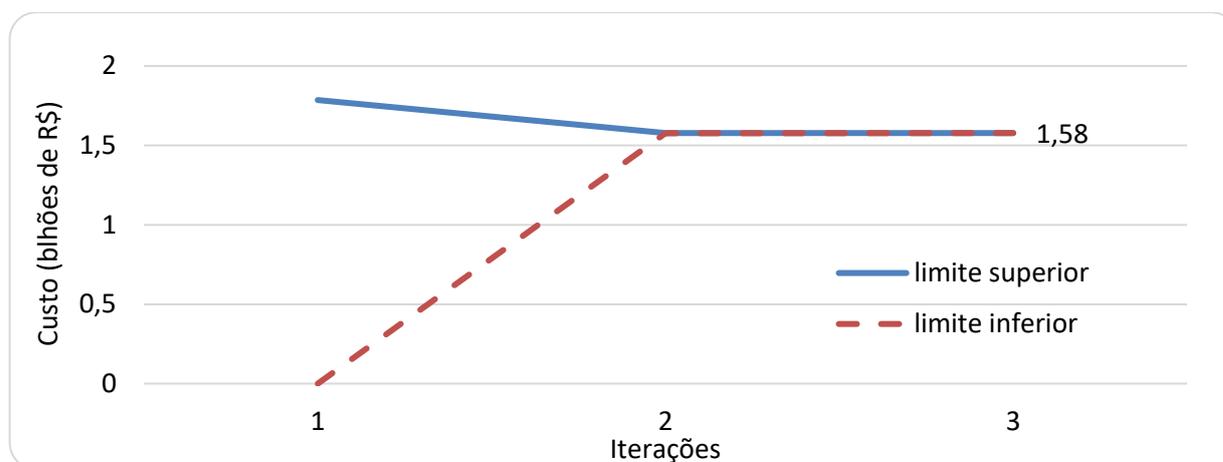
A árvore de cenários considerada na resolução dos modelos estocásticos é descrita na introdução desse capítulo, sendo que ela apresenta igual probabilidade para todos os cenários. O critério de parada para o algoritmo de decomposição de Benders é dado por $(UB - LB)/UB \leq 0,00001$, onde UB é o limite superior e LB é o inferior. Inicialmente, são mostrados os resultados referentes ao submercado Nordeste e posteriormente os referentes ao submercado Sul. A avaliação da

qualidade da solução estocástica da árvore de 7 aberturas é mostrada no APÊNDICE A – AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DA ÁRVORE DE CENÁRIOS

5.3.1 Submercado Nordeste

Primeiramente, na Figura 5.12, é mostrada a evolução do limite superior e inferior pelo processo iterativo do modelo anual considerando uma árvore de cenários com 2.401 cenários.

Figura 5.12 – Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo anual.

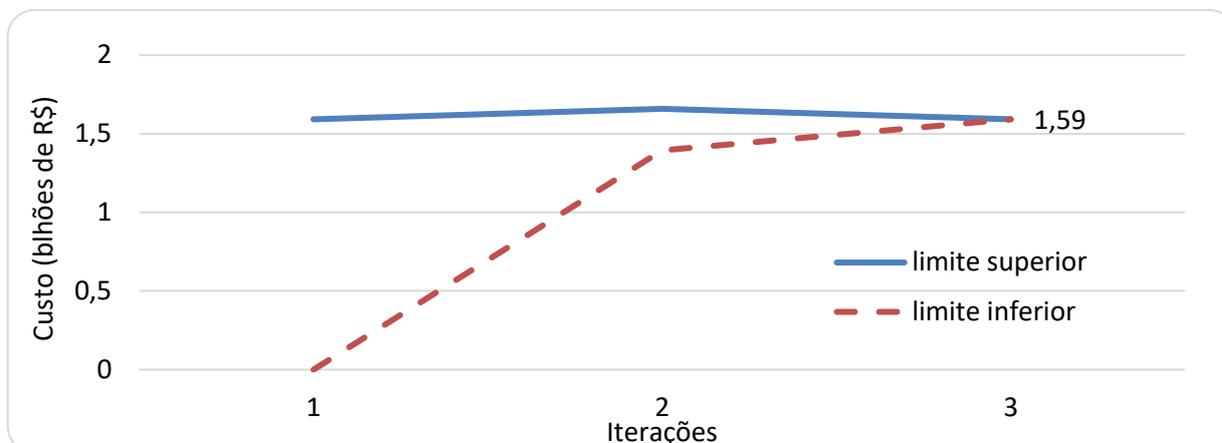


Fonte: Produção do próprio autor.

O algoritmo converge em 3 iterações no modelo anual, em um tempo de 6,71min, resultando na decisão de contratação da planta eólica no ano 2021. O custo ótimo é de R\$ 1,58 bilhões, sendo o limite superior e inferior idênticos na última iteração.

Por sua vez, a Figura 5.13 mostra a convergência do modelo mensal, considerando a mesma árvore de cenários. A convergência é obtida em 3 iterações com um tempo de 70,67min, i.e., aproximadamente 12 vezes mais oneroso computacionalmente que o modelo anual. Ao fim do processo, tanto o limite inferior quanto o limite superior são iguais a R\$ 1,59 bilhões.

Figura 5.13 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.



Fonte: Produção do próprio autor.

Para o caso mensal, a usina eólica não foi contratada. Os resultados de otimização considerando outras cinco árvores de tamanho 2.401 cenários, pelo modelo anual, são mostrados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Resultados da otimização de cinco árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual.

Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	2022	1.576.690.492	8,17	3
2	2021	1.579.321.228	8,86	3
3	2022	1.574.340.734	7,64	3
4	2022	1.576.668.717	7,55	3
5	2022	1.576.488.678	8,30	4

Pela modelagem dos preços desse contrato, esses apresentam média mais baixa no ano 2022, o que torna a contratação da usina mais vantajosa nesse ano.

Os resultados da otimização para cinco árvores de 2.401 cenários considerando o modelo mensal são mostrados na Tabela 5.7. Conforme pode ser visto, para todas as árvores o modelo opta em não contratar a usina.

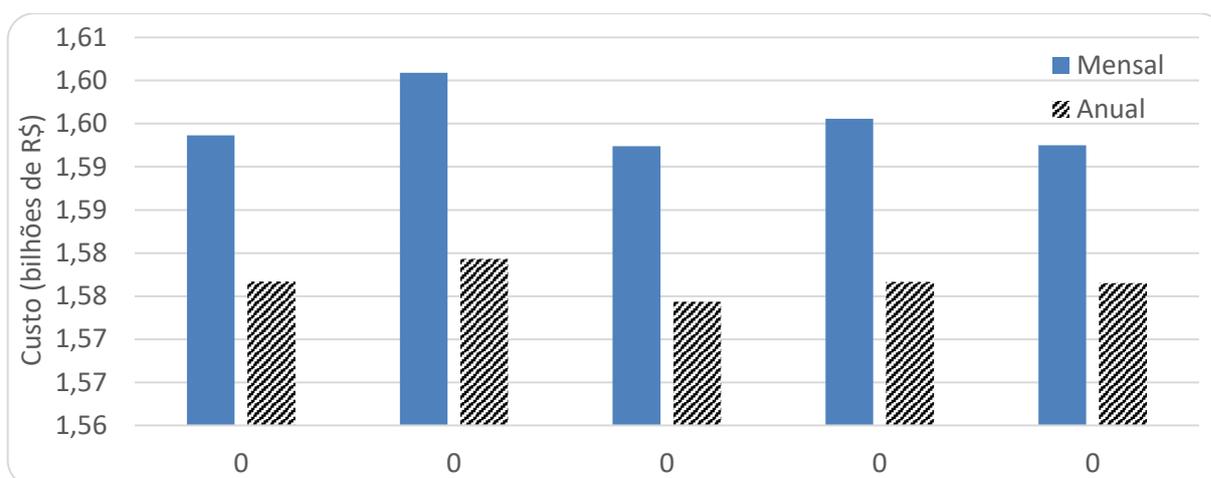
Tabela 5.7 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal.

3	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	não contrata	1.593.641.275	98,92	3
2	não contrata	1.600.890.770	82,04	3
3	não contrata	1.592.399.451	74,87	3
4	não contrata	1.595.584.180	81,31	3

5	não contrata	1.592.485.652	69,21	3
----------	--------------	---------------	-------	---

A Figura 5.14 compara as decisões dos modelos mensal e anual, onde é possível notar que os custos ótimos obtidos pelo modelo mensal são menores dos que os obtidos pelo modelo anual, sendo que essa diferença chega a até R\$ 21 milhões.

Figura 5.14 - Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Nordeste.



Fonte: Produção do próprio autor.

Porém, o modelo anual sempre decide pela contratação da usina eólica, enquanto o modelo mensal decide que, em todos os casos explorados, não é vantagem essa contratação. Como comentado na análise determinística, ao considerar o modelo mensal, existe uma flutuação maior da geração eólica. No caso da geração de energia eólica do Nordeste, essa variação mensal é ainda maior, sendo que em alguns meses a média histórica de geração é de 10 MWm contra meses com média de 49 MWm. Frente a isso, o consumidor, ao contratar a planta eólica, precisa incorporar uma estratégia mais flexível em relação as outras opções de aquisição de energia existentes, tendo que recorrer ao MCP para liquidar os excedentes ou adquirir mais energia quando essa faltar. Assim, a contratação da usina eólica está relacionada aos níveis de preços do MCP. Para testar esta hipótese foi considerada uma diminuição percentual no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para o caso Nordeste para induzir a contratação da usina. Foi necessária uma diminuição de 25% para tornar a contratação viável considerando todas as árvores. Os resultados da

otimização das cinco árvores considerando a diminuição percentual de 25% no nível de preços do PLD são mostrados na Tabela 5.8. Ressalta-se que a diminuição feita não permitiu que os preços fossem abaixo do piso de R\$ 40,16 do PLD.

Tabela 5.8 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal com diminuição de 25% do PLD.

Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	abr/22	1.593.474.988	98,32	5
2	mar/2022	1.596.972.610	118,46	6
3	mar/2022	1.590.178.767	113,29	6
4	abr/2022	1.589.996.785	116,31	6
5	abr/2022	1.591.672.883	112,11	6

5.3.1.1 Simulação *out-of-sample*

De forma a acessar a qualidade do processo de otimização é importante analisar o desempenho da solução de primeiro estágio em relação aos cenários que não são incluídos nesta etapa. Esse processo, conhecido na literatura como simulação *out-of-sample*, visa analisar o desempenho da solução em um grande conjunto de amostras das variáveis aleatórias. Assim, neste trabalho é utilizada uma árvore de cenários contendo 10.000 cenários criados com base nas previsões de cenários de CMO divulgadas nos leilões de energia desde 2016 (EPE, [s.d.]), limitados pelo piso e teto do PLD atual. No caso específico deste trabalho, a simulação *out-of-sample* consiste em resolver uma única vez o subproblema da decomposição de Benders, agora com 10.000 cenários resultado da utilização de uma árvore com 10 aberturas por cada ano do horizonte de decisão.

A dimensão do problema de programação linear (LP) associado com a simulação *out-of-sample* é mostrada na Tabela 5.9.

Tabela 5.9- Composição do problema linear.

Variáveis	Restrições
14.479.992	9.653.328

Para complementar a avaliação são utilizadas as medidas de risco *Value at Risk* (VAR) e *Conditional Value at Risk* (CVAR) com um intervalo de confiança de 95%. O VAR é responsável por fornecer o máximo custo que o consumidor estaria exposto dado um intervalo de confiança especificado. Já o CVAR indica os custos

médios que excedem o intervalo de confiança do VAR e desta forma, é conhecido por ser uma medida mais pessimista, pois consegue detectar a presença de eventos catastróficos na distribuição avaliada (ROCHA, 2018).

Todas as simulações *out-of-sample* são conduzidas utilizando-se a discretização mensal. Essa estratégia é adotada, pois o modelo mensal incorpora a variabilidade tanto da geração eólica, quanto do PLD e, portanto, tende a representar melhor as incertezas de cada cenário. Assim, a Tabela 5.10 mostra o desempenho das decisões na simulação *out-of-sample*. A decisão de não construir a usina é proveniente do modelo mensal. As demais decisões são do modelo anual.

Tabela 5.10 – Medidas de risco e custos ótimos da simulação *out-of-sample*.

Decisão	Custo Esperado (R\$)	VAR	CVAR
não constrói	1.675.452.992	1.770.939.751	1.802.680.883
jan/2021	1.692.191.746	1.893.465.511	1.971.579.616
jan/2022	1.680.919.408	1.873.703.711	1.950.820.825

Nota-se que houve um aumento de cerca de 5% nos custos obtidos pela simulação das três decisões diferentes obtidas pelo modelo estocástico em uma árvore com 10.000 cenários. Dentre as decisões estudadas, a que apresentou menor exposição ao risco da parte do consumidor foi a de não contratação da usina. As outras duas alternativas, apesar de terem custos próximos a essa, apresentaram riscos muito superiores. Isso se deve ao fato de que ao investir na usina eólica o consumidor deve arcar com a compra de energia no MCP para suprir as altas flutuações de geração de energia e isso aumenta a sua exposição ao PLD, que é extremamente volátil.

5.3.1.2 Contratos de quantidade versus contratos de disponibilidade

Conforme comentado anteriormente, existem duas modalidades contratuais, sendo uma contratação por quantidade e outra contratação por disponibilidade.

Nos contratos por quantidade é contratada uma quantidade fixa de energia que deve ser entregue pelo gerador independente de quanto ele efetivamente tiver produzido.

Ao serem firmados os contratos de quantidade devem ter especificados a sua Sazonalidade e Modulação, das quais Sazonalidade se refere à discretização mensal da quantidade anual de energia de um contrato e Modulação se refere à distribuição da quantidade mensal de energia de um contrato em valores horários (MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]).

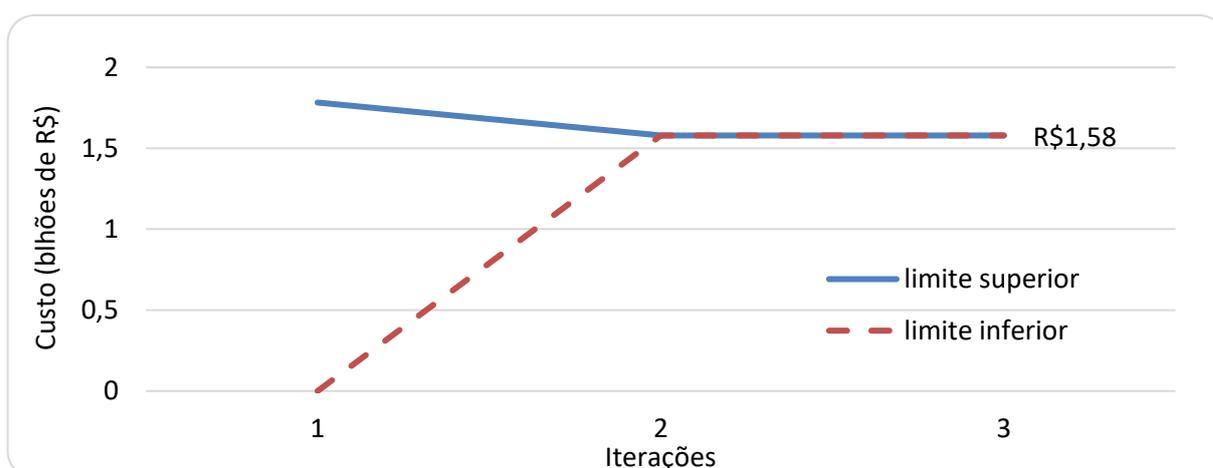
Assim, será agora testada a modalidade de contratação da usina eólica por quantidade, que é a forma de contratação mais comum no ACL e será feita uma comparação dessa modalidade contratual com os contratos por disponibilidade.

Visto que os modelos explorados neste trabalho possuem discretização mensal ou anual a modulação dos contratos de quantidade será sempre mantida *flat*. Também se optou por realizar os testes apenas com a sazonalidade *flat*.

Assim, a quantidade definida para este tipo de contrato será igual a aproximadamente a média histórica de geração anual de cada planta eólica. Para a usina eólica Praia Formosa, no Nordeste, a quantidade definida é de 30 MWm. Assim, não existirão mais cenários de geração eólica.

Ao realizar a otimização estocástica do modelo anual para o contrato por quantidade considerando uma árvore de 2.401 cenários de preços para o submercado Nordeste, é obtida a evolução dos limites superior e inferior como apresentada na Figura 5.15.

Figura 5.15 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo anual.

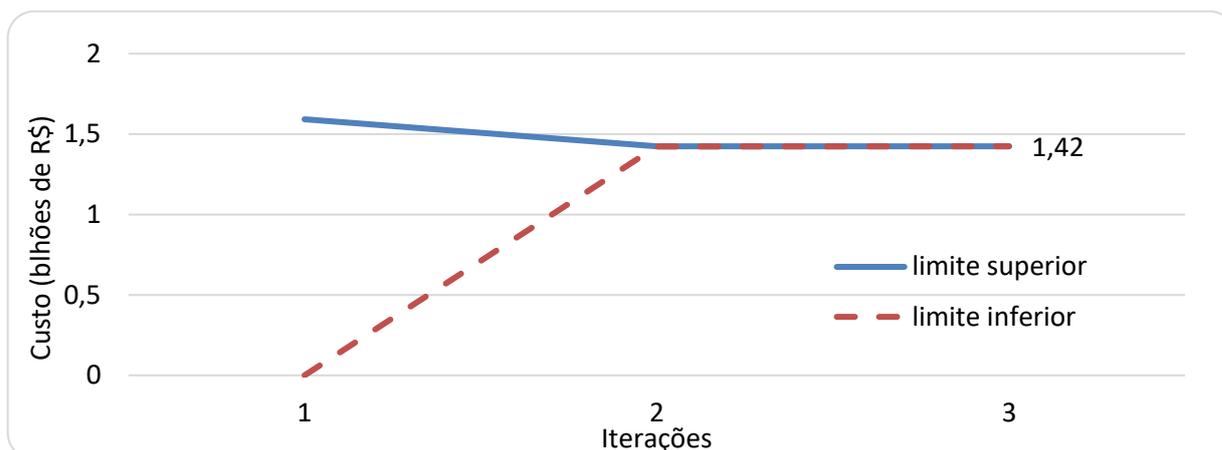


Fonte: Produção do próprio autor.

O modelo necessita de 3 iterações para atingir a convergência com limites superior e inferior iguais a R\$ 1,58 bilhões. O tempo de processamento é de 6,41min e como resultado o modelo decide pela contratação da usina eólica no ano 2021.

Considerando o modelo mensal tem-se a evolução do limite superior e inferior conforme Figura 5.16. Ao final do processo de otimização, que teve duração de 82,35min com 3 iterações, são obtidos os limites superior e inferior de 1,42 bilhões de reais.

Figura 5.16 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.



Fonte: Produção do próprio autor.

A decisão tomada pelo modelo é que a usina eólica seja contratada no mês de março de 2020.

Realizando a otimização do modelo anual utilizando mais 5 árvores de cenário de mesmo tamanho e características, observam-se os resultados apresentados na Tabela 5.11. Da mesma forma, a

Tabela 5.12 mostra a solução das 5 árvores considerando o modelo mensal. A comparação dos custos é mostrada na Figura 5.17.

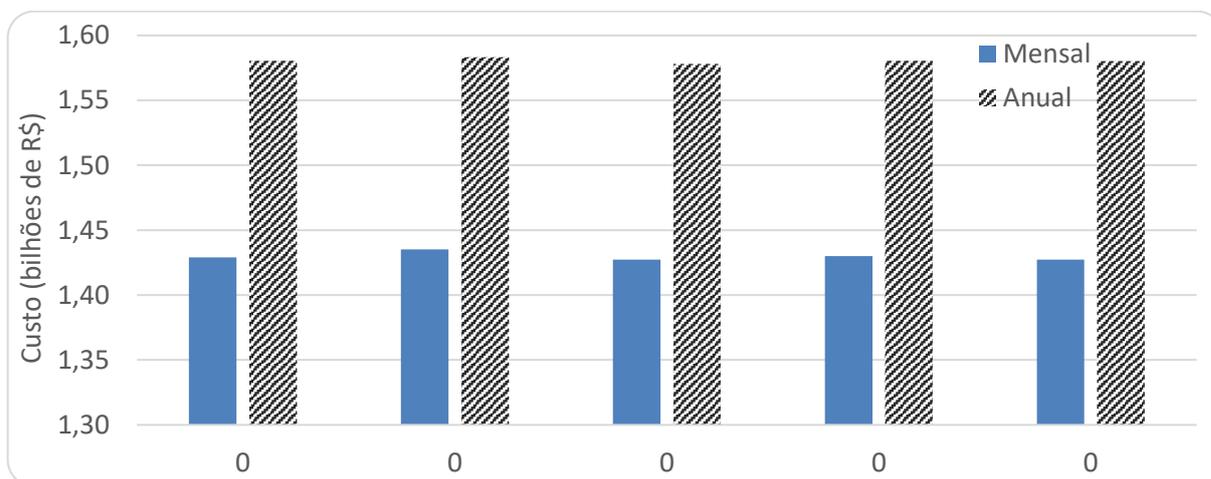
Tabela 5.11 - Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual, considerando contratação por quantidade.

Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	2022	1.580.507.560	6,57	3
2	2021	1.583.140.322	6,55	3
3	2022	1.578.141.055	6,59	3
4	2022	1.580.574.530	6,50	2
5	2021	1.580.275.758	6,83	4

Tabela 5.12 - Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal, considerando contratação por quantidade.

Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	abr/2021	1.429.094.236	122,27	5
2	fev/2021	1.435.110.643	100,95	4
3	fev/2022	1.427.322.669	122,24	5
4	abr/2021	1.430.046.150	178,74	7
5	fev/2022	1.427.357.862	86,56	4

Figura 5.17 - Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Nordeste, considerando contratação por quantidade.



Fonte: Produção do próprio autor.

Comparando-se as decisões de cada árvores, nota-se que, pela mudança de modalidade contratual, tanto pelo modelo mensal quanto pelo modelo anual, as compras de energia no MCP se tornam praticamente inexistentes. Pelo modelo mensal isso acontece, pois agora o consumidor não precisa compensar a intermitência de geração de energia da fonte eólica. Dessa forma, o consumidor deixa de comprar energia no MCP e passa a realizar contratos bilaterais que garantem suprimento a preço fixo por um intervalo de tempo maior, dando maior segurança ao consumidor. Esse consumidor consegue aproveitar a flutuação mensal dos preços dos contratos para firmá-los a valor mais baixo e por isso, esse modelo consegue um custo menor em relação ao custo do modelo anual. A diferença nos custos entre os modelos é de cerca de 2 bilhões de reais.

Ao realizar a simulação *out-of-sample* para as decisões tomadas frente à contratação de energia eólica por quantidade, tem-se os resultados da Tabela 5.13.

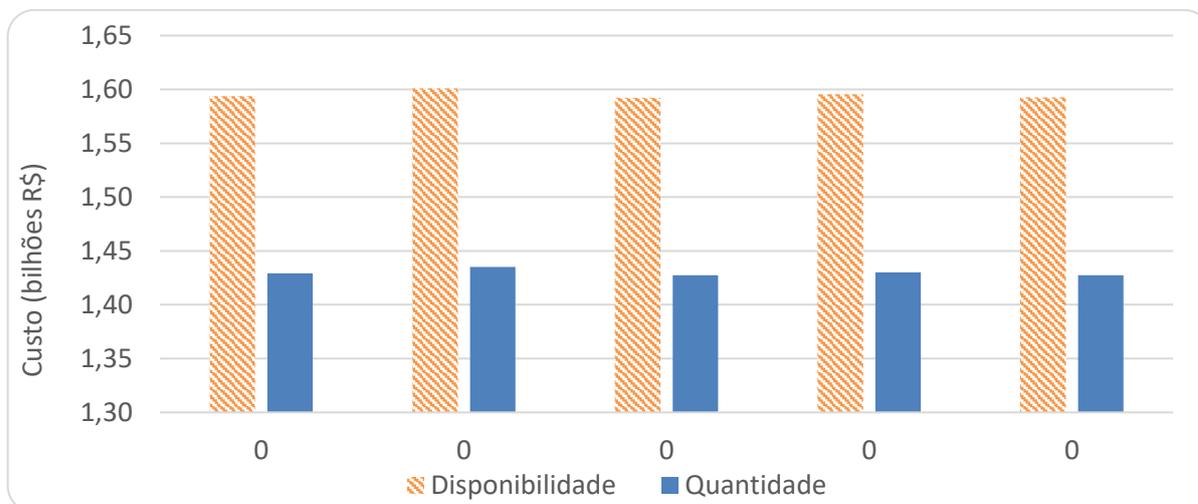
Tabela 5.13 – Medidas de risco e custos ótimos da simulação *out-of-sample*.

Decisão	Custo (R\$)	VAR	CVAR
jan/2021	1.502.480.937	1.585.118.360	1,609.928.645
fev/2021	1.501.305.830	1.581.068.600	1.608.630.441
abr/2021	1.507.959.607	1.588.770.854	1.614.761.414
jan/2022	1.500.414.994	1.582.727.842	1.607.661.762
fev/2022	1.510.780.524	1.588.897.705	1.613.256.624

Ao analisar os resultados da simulação *out-of-sample*, nota-se que os custos dessas são cerca de 5% menores do que os custos obtidos pela otimização do modelo anual, mas 5% acima dos custos obtidos pela otimização do modelo mensal. Ainda, os riscos e custos obtidos pela otimização de cada decisão são parecidos, sendo que a que apresentou melhor desempenho foi a contratação da planta eólica no mês de janeiro de 2022.

Ao comparar os indicadores de risco mostrados na Tabela 5.13, obtidos considerando uma contratação da planta eólica por quantidade, com os da Tabela 5.10, que consideram uma contratação por disponibilidade, nota-se que os riscos a que o consumidor está sujeito são maiores ao considerar a modalidade por disponibilidade. Por exemplo, considerando a mesma decisão, o CVAR pode chegar a ser 20% superior na contratação por disponibilidade, enquanto o custo aumenta em 10%. A comparação dos custos obtidos por cada modalidade contratual para cada árvore de cenários, é mostrada na Figura 5.18.

Figura 5.18 – Comparação custos para contratos por disponibilidade e quantidade.

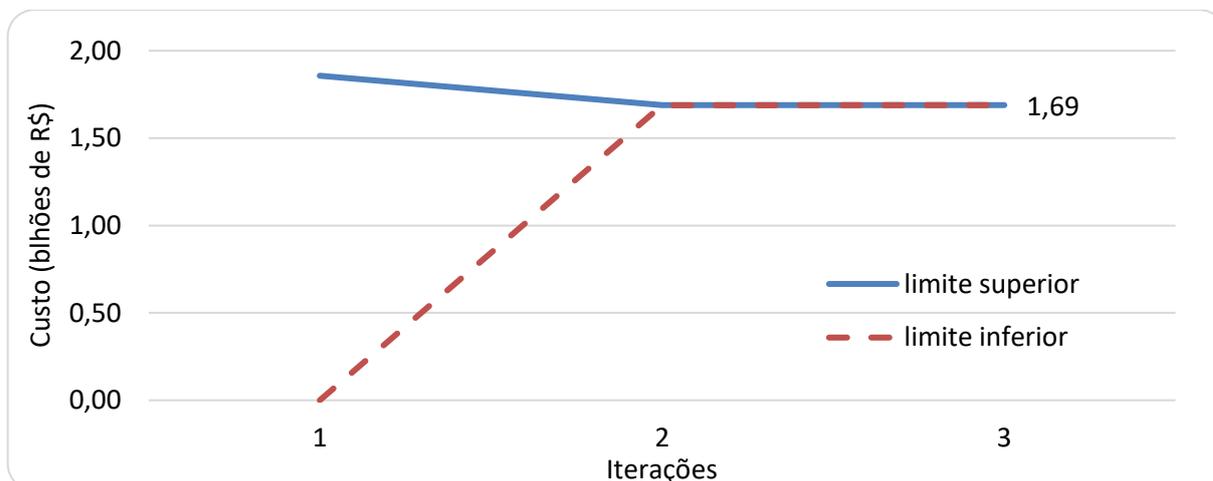


Fonte: Produção do próprio autor.

5.3.2 Submercado Sul

Considerando agora o submercado Sul, a Figura 5.19 mostra a convergência do modelo anual ao ser otimizado considerando uma árvore de 2.401 cenários. Nessa instancia, o algoritmo necessita de 3 iterações para convergir, em um tempo de 6,99min, resultando na contratação da usina eólica em 2022.

Figura 5.19 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo anual.

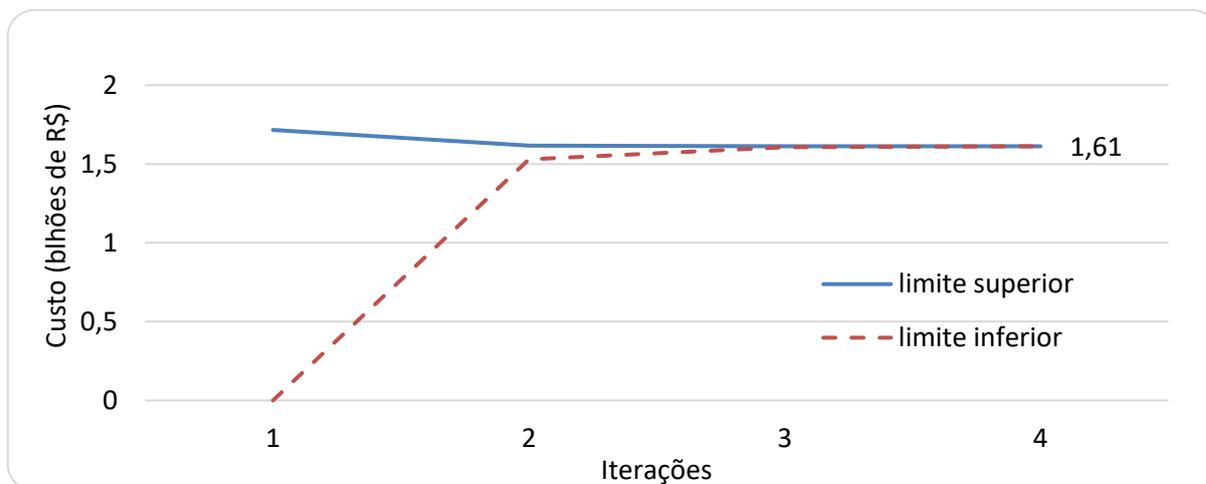


Fonte: Produção do próprio autor.

Ao final do processo iterativo, tanto o limite superior quanto o limite inferior são iguais a R\$ 1,69 bilhões.

Para o modelo mensal, cujo gráfico de convergência é mostrado na Figura 5.20, o processo iterativo chega à convergência em 4 iterações, mediante um esforço computacional de 78,97min. Ambos, UB e LB são iguais a R\$ 1,61 bilhões.

Figura 5.20 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.



Fonte: Produção do próprio autor.

Como solução principal, tem-se como decisão ótima a contratação da usina eólica no mês de janeiro do ano de 2022.

Realizando-se a otimização de mais 5 árvores com 2.401 cenários considerando ambos os modelos mensal e anual, obtém-se os resultados mostrados nas Tabela 5.14 e

Tabela 5.15 respectivamente.

Tabela 5.14 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual.

Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	2022	1.664.184.398	6,65	3
2	2022	1.673.800.822	6,68	4
3	2022	1.658.232.417	6,71	3
4	2022	1.664.062.891	6,68	3
5	2022	1.661.486.964	6,63	3

Tabela 5.15 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal.

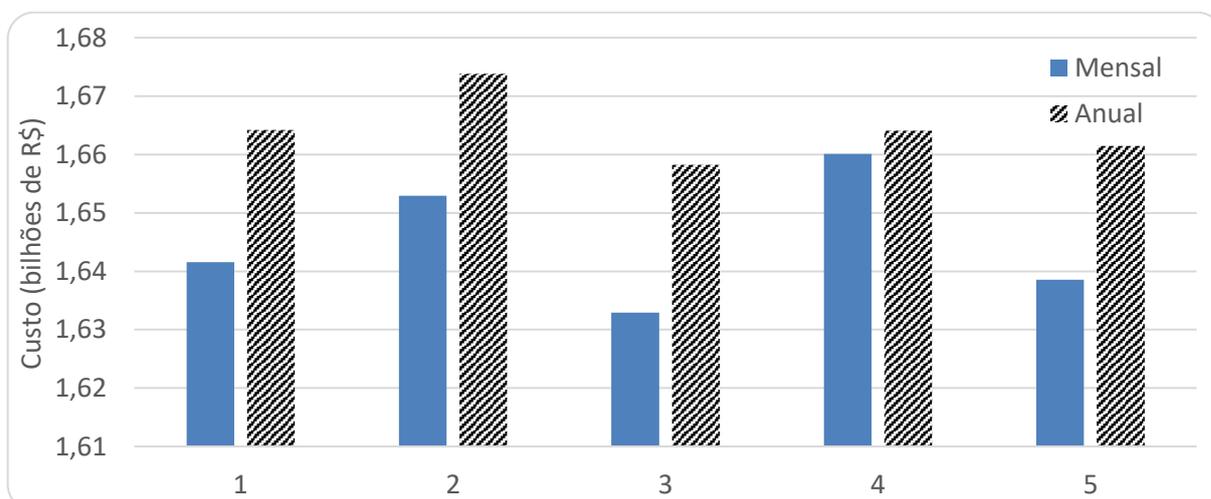
Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	02/2022	1.641.547.205	72,55	5
2	01/2022	1.652.918.560	53,44	4
3	01/2022	1.632.924.059	46,82	4
4	01/2022	1.660.097.844	52,97	4

5	02/2022	1.638.571.335	59,95	5
---	---------	---------------	-------	---

Pelo modelo anual, a decisão tomada sob todas as 5 árvores é a de contratação da usina eólica no ano 2022. Para o modelo mensal, as decisões são iguais à do modelo anual, ou seja, a contratação da usina eólica no ano 2022, no entanto, o mês em que a usina começa a operar varia entre janeiro e fevereiro.

Na Figura 5.21 apresenta-se a comparação dos custos de 5 árvores otimizadas pelo modelo mensal e anual. Percebe-se que o modelo anual apresenta custos superiores aos obtidos pelo modelo mensal, sendo que essa diferença pode ser de cerca de 25 milhões de reais.

Figura 5.21 – Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Sul.



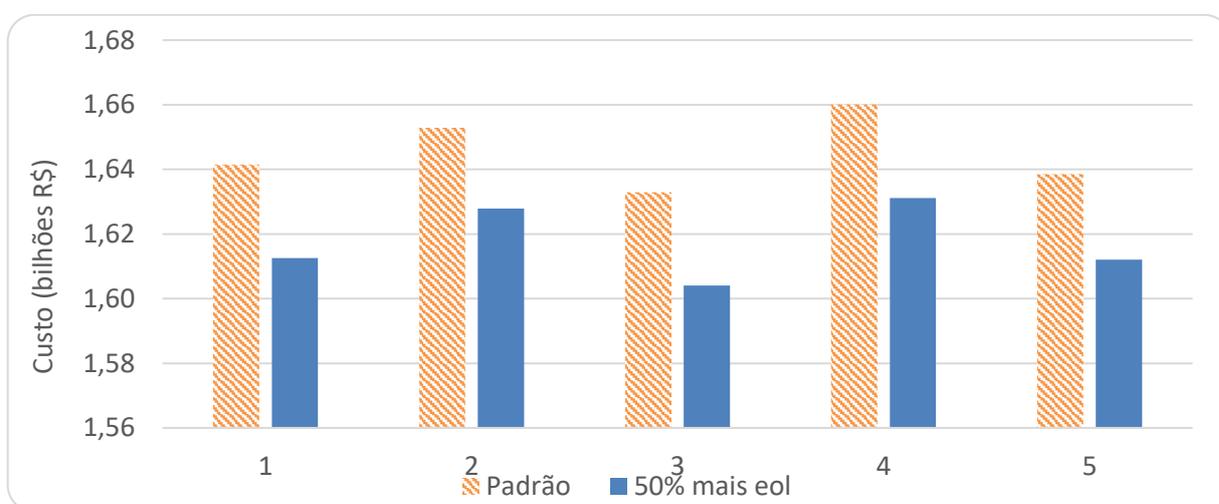
Fonte: Produção do próprio autor.

Analisando os resultados dos modelos estocásticos referentes ao subsistema Sul, nota-se que ambos obtêm, na maioria dos casos, a mesma solução, igual a contratação da planta eólica no ano 2022. A partir disso, infere-se que o modelo anual já consiga entregar uma decisão consistente para o consumidor, já que, pela definição do melhor ano de contratação, o consumidor pode escolher um momento do ano para realizar o investimento. No entanto, o modelo mensal obteve um custo menor por captar melhor a dinâmica do problema, ou seja, o modelo mensal fornece decisões mais próximas da realidade.

Como, tanto pelo modelo mensal como pelo modelo anual, optou-se pela contratação da planta eólica e como, no submercado Sul, a planta tem capacidade instalada cerca de 30% menor do que a planta do Nordeste e ainda um regime de geração com menor flutuação sazonal, foi realizada a otimização do modelo mensal

considerando um aumento em 50% da geração eólica. Essa análise foi feita apenas pelo modelo mensal, pois esse possui maior nível de detalhes. Tem-se que, mesmo com esse aumento, ainda é viável contratar a usina eólica. A Figura 5.22 mostra a comparação dos custos e a Tabela 5.16 mostra as decisões tomadas pelo modelo mensal. Pela análise da tabela, percebe-se que as decisões do modelo não se alteram, mas os custos sofrem um leve decréscimo de cerca de 2%.

Figura 5.22 – Comparação de custos com aumento de participação da geração eólica em 50%.



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 5.16 – Resultados da otimização do modelo mensal para aumento de participação da geração eólica em 50%.

Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	fev/22	1.612.604.755	93,96	7
2	jan/22	1.627.921.533	83,11	6
3	jan/22	1.604.030.453	66,69	5
4	jan/22	1.631.162.505	59,62	5
5	fev/22	1.612.090.345	63,00	5

5.3.2.1 Simulação *out-of-sample*

Agora simulando os resultados obtidos na seção anterior em uma árvore de 10.000 cenários, obtém-se as medidas de risco, conforme Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Medidas de risco e média de custos da simulação *out-of-sample*.

Decisão	Custo (R\$)	VAR	CVAR
02/2020	1.697.950.208	1.789.475.586	1.831.963.751
01/2022	1.687.481.844	1.776.492.309	1.817.828.088
02/2022	1.686.834.486	1.776.674.734	1.818.095.447

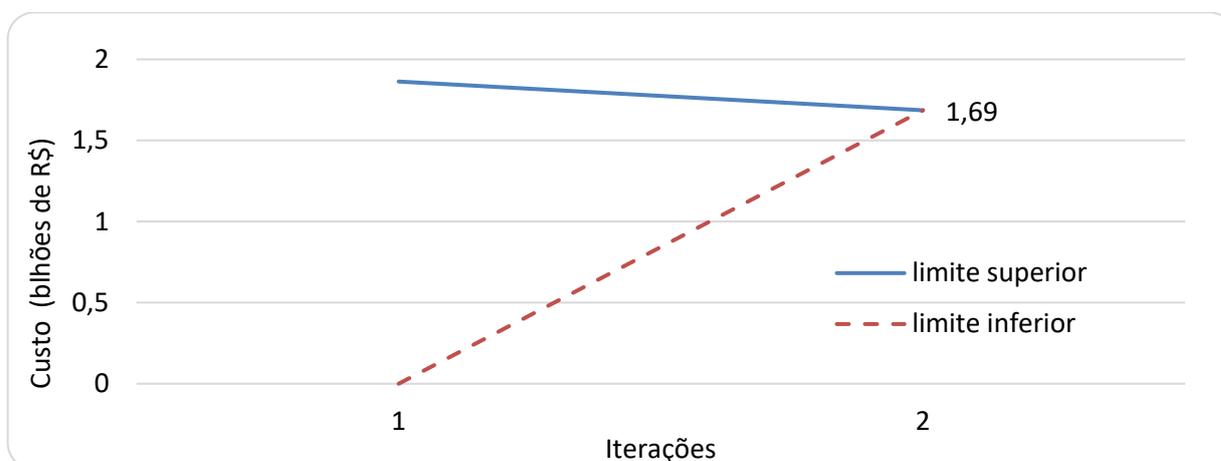
Comparando-se os custos da otimização e da simulação, os segundos são levemente superiores, e a decisão que apresentou menores riscos é a de contratação da planta eólica no mês de janeiro de 2022. No entanto, percebe-se que, dentre as decisões obtidas, não existem mudanças significativas nos riscos e nos custos.

5.3.2.2 Contratos de quantidade versus contratos de disponibilidade

Da mesma forma que para o caso Nordeste, para testar a modalidade de contratação por quantidade, usa-se a média de geração da planta eólica como quantidade fixa no contrato, sendo para a usina Elebras Cidreira I, essa quantidade definida em 24 MWh. A mesma árvore de cenários utilizada na otimização estocástica para contratos por disponibilidade será também utilizada nesta seção, entretanto não haverá cenários de geração eólica.

Realizando as otimizações obtém-se a evolução do limite superior e inferior pela otimização do modelo anual, conforme Figura 5.23, sendo que o modelo converge em 3 iterações, num tempo de 6,29min.

Figura 5.23 - Evolução do limite superior e inferior pelo número de iterações em milhões de R\$/h.

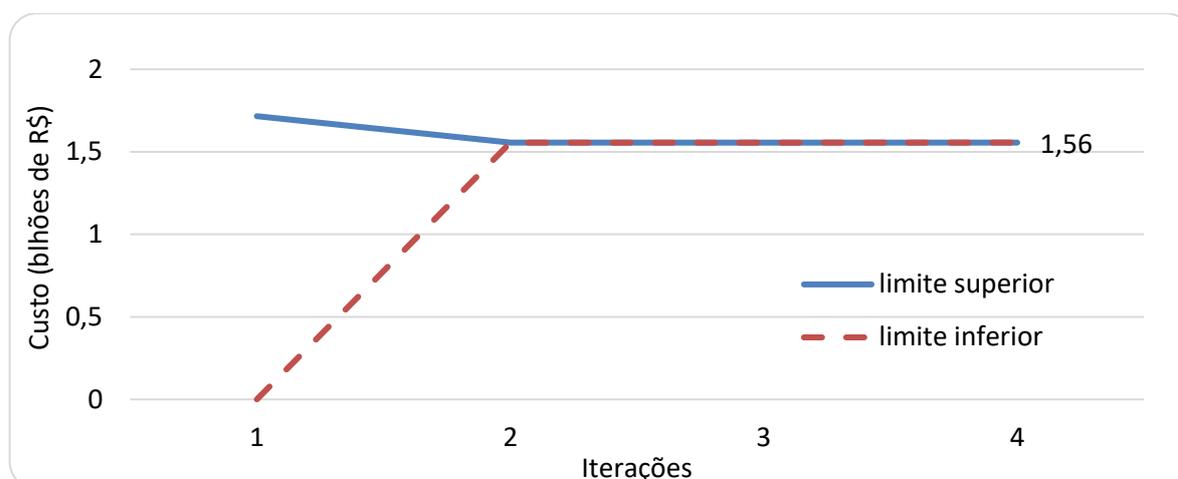


Fonte: Produção do próprio autor.

Ao final do processo de otimização, tanto o limite superior quanto o limite inferior são iguais a 20,51 bilhões de reais e o modelo decide pela contratação da planta no ano de 2022.

Por sua vez, a Figura 5.24 mostra a evolução do limite inferior e superior considerando o modelo mensal. Esse leva 4 iterações para atingir a convergência em 96.74min.

Figura 5.24 - Evolução do limite superior e inferior na otimização do modelo mensal.



Fonte: Produção do próprio autor.

Os limites inferior e superior quando o modelo atinge a convergência são de 18,93 bilhões de reais. O modelo opta pela contratação da planta no mês de março de 2020.

A Tabela 5.18 e a

Tabela 5.19 mostram a otimização dos modelos anual e mensal, considerando 5 árvores distintas de 2.401 cenários.

Tabela 5.18 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo anual.

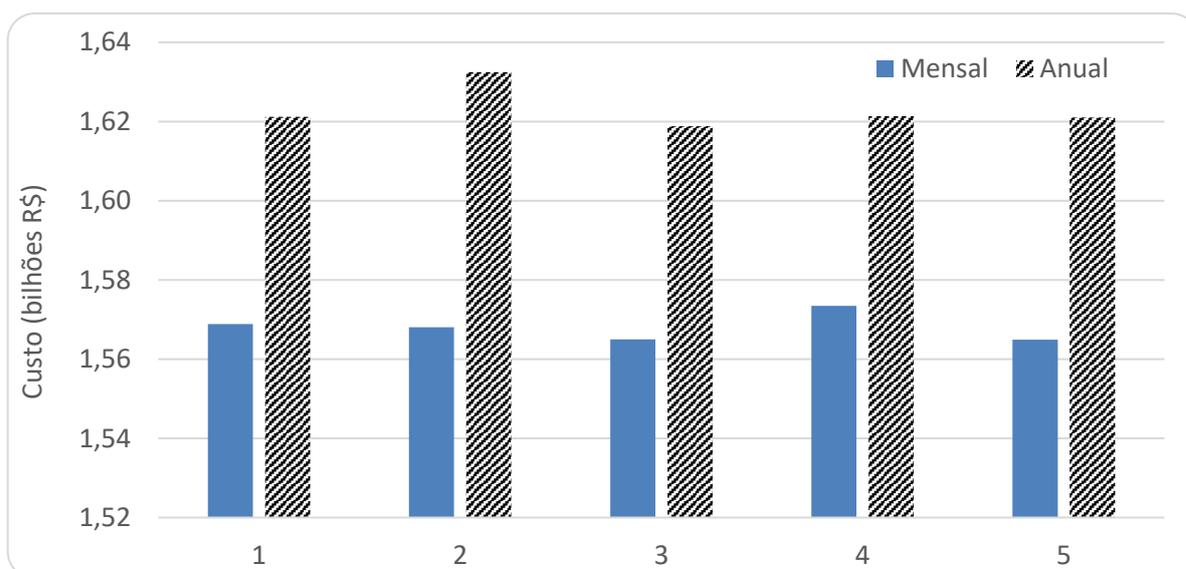
Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	2022	1.621.198.425	6,59	3
2	2020	1.632.481.508	6,62	3
3	2022	1.618.866.144	6,71	3
4	2022	1.621.321.006	6,64	2
5	2021	1.621.018.540	6,50	4

Tabela 5.19 – Resultados da otimização de 5 árvores de 2.401 cenários pelo modelo mensal.

Árvore	Decisão	Custo (R\$)	Tempo (min)	Iterações
1	jan/2022	1.568.835.290	43,28	6
2	jan/2021	1.568.040.981	72,53	6
3	jan/2021	1.564.980.335	43,45	3
4	jan/2020	1.573.444.937	54,36	3
5	fev/2020	1.564.931.131	72,81	3

Para melhor visualizar a diferença nos custos entre os modelos, esses são mostrados na Figura 5.25.

Figura 5.25 - Comparação de custos dos modelos mensal e anual para o submercado Sul.



Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se que as decisões obtidas foram variadas em relação ao momento em que a contratação da usina eólica ocorre.

Da mesma forma, como para o submercado Nordeste, as decisões do modelo mensal já não mais incorporam a compra de energia no MCP. Isso explica a queda nos custos já que o consumidor não terá mais que arcar com a penalidade decorrente da compra no MCP.

Como os contratos por quantidade retiram o risco de geração real da planta eólica do consumidor e depositam estes custos no gerador, o investimento de contratação se torna mais atrativo, sendo que este se torna vantajoso para ambos os

submercados utilizando tanto o modelo mensal quanto anual. Nesse tipo de contrato não existe variabilidade mensal da geração, mesmo assim, o modelo mensal consegue entregar custos menores já que consegue abordar o problema com um nível maior de detalhes.

Realizando a simulação *out-of-sample* das decisões obtidas, tem-se os resultados da Tabela 5.20.

Tabela 5.20 – Medidas de risco e média de custos da simulação *out-of-sample*.

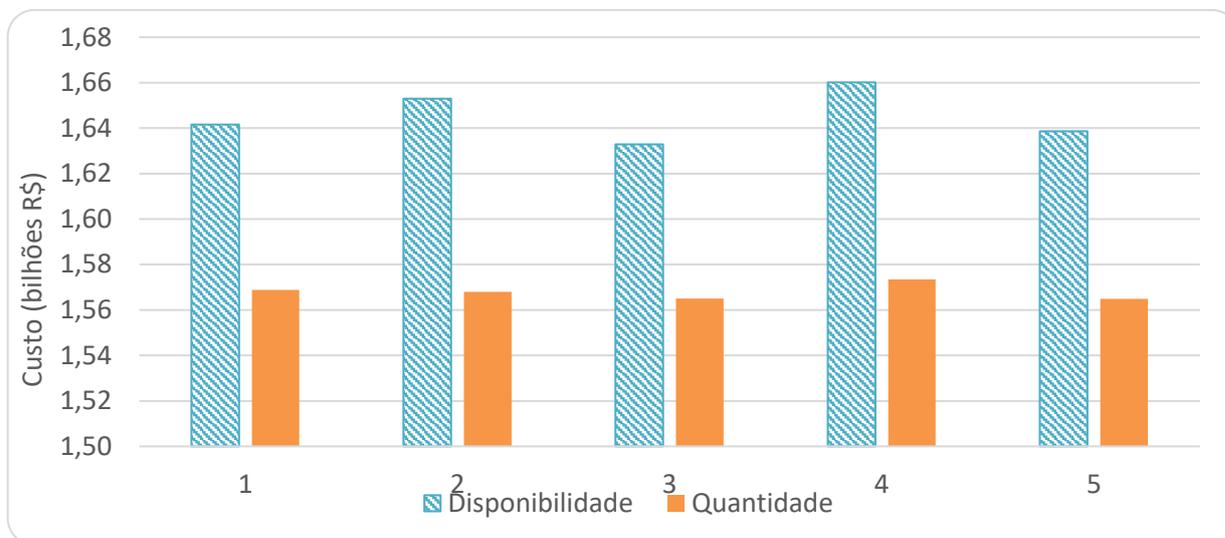
Decisão	Custo (R\$)	VAR	CVAR
jan/2020	1.629.641.404	1.693.926.432	1.713.153.046
fev/2020	1.633.815.493	1.700.579.878	1.720.352.366
jan/2021	1.624.449.486	1.691.209.305	1.713.738.319
jan/2022	1.622.838.999	1.686.854.285	1.707.672.637

Dentre as decisões simuladas, a que menos apresentou risco foi a de contratação da planta eólica em janeiro de 2022. No entanto, a diferença dos indicadores referentes a essa decisão e as demais é pequena.

Assim, uma análise que considere a discretização mensal do problema é muito importante já que o nível de risco a que o consumidor está sujeito depende muito da escolha do mês que a usina eólica é contratada.

Ainda, comparando-se a contratação por disponibilidade e quantidade para o submercado Sul, são mostrados na Figura 5.26 os custos obtidos pelo modelo mensal para ambas as modalidades de contratação.

Figura 5.26 – Comparação custos para contratos por disponibilidade e quantidade.



Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se que existiu uma diminuição de custos e riscos ao alterar a modalidade de contratação para contratos por quantidade, porém, essa alteração foi menos significativa do que para o caso Nordeste, sendo que para o CVAR essa diferença foi de menos de 7%.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao longo deste trabalho foi descrito o problema de contratação de um consumidor livre descrevendo as incertezas e regras as quais ele está sujeito. Além disso, foi considerado que esse consumidor poderia investir na contratação de uma usina eólica, caso essa se tornasse uma opção que trouxesse vantagens relacionadas ao custo desse consumidor.

Para realizar esta análise, foram propostos dois modelos, sendo um com discretização mensal e outro com discretização anual, de forma a estimar o correto balanceamento entre incertezas do modelo e a qualidade do resultado da otimização. O modelo mensal, por possuir a mesma discretização usada para a liquidação dos montantes de energia no mercado de curto-prazo (MCP) e por representar que a geração eólica possui variabilidade mensal, consegue ser um retrato mais fidedigno da realidade.

Pelos resultados de otimização dos 2.000 casos determinísticos foi observado que as porcentagens de contratação da usina eólica relativas a cada ano, considerando o modelo mensal e anual, foram próximas. No entanto, para as otimizações do modelo mensal no submercado Nordeste, a contratação não foi vantajosa em todos os casos. Já para o submercado Sul a contratação foi vantajosa em 100% dos cenários determinísticos.

Pela otimização estocástica, se destaca que para o caso Nordeste os modelos anual e mensal apresentaram resultados distintos. Sendo que para o modelo mensal o investimento na usina eólica não foi vantajoso. No caso Sul a contratação da usina foi vantajosa para ambos os modelos, mas devido ao melhor detalhamento, o modelo mensal consegue aproveitar as flutuações de preços para firmar contratos bilaterais mais baratos e, portanto, o modelo mensal possui um custo ótimo menor do que o anual.

Pela comparação dos submercados Nordeste e Sul percebe-se que a variabilidade mensal de geração da planta eólica para o subsistema Sul é bem menor do que para o subsistema Nordeste. Essa menor variação acarreta menor compra no MCP pelo modelo mensal, compra essa necessária para suprir as flutuações da geração. Sendo assim, para o caso do submercado Nordeste o modelo é muito dependente do nível de preços do MCP e, portanto, um modelo que não consegue

representar adequadamente a variação de preços e de geração não fornecerá soluções confiáveis.

Ainda, pelas simulações *out-of-sample* percebe-se que para o Nordeste, o não investimento na contratação da planta eólica gera menos riscos do que as outras decisões, já que esse investimento está correlacionado com uma alta exposição no MCP. Já para o caso Sul as decisões obtidas por ambos os modelos testadas em simulações *out-of-sample* não apresentaram diferença significativa em seus indicadores de risco.

Dessa forma, conclui-se que a representação mensal do problema do consumidor livre consegue incorporar melhor as incertezas futuras e a dinâmica de compra e venda do consumidor. No entanto, quando a planta eólica não possui tanta variabilidade da geração, o modelo anual pode fornecer uma boa estimativa do ano apropriado para a contratação da planta eólica.

Ainda, pelas simulações dos contratos de quantidade, constata-se que a modalidade de contratação por quantidade torna o investimento mais atrativo ao consumidor, pois diminui os riscos aos quais esse está sujeito, já que nesse caso ele não precisa estar exposto aos preços do MCP para suprir a geração intermitente.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Os seguintes aspectos são sugeridos para desenvolvimentos futuros:

- Utilizar a estratégia de solução PDDE (PEREIRA; PINTO, 1991) para a solução do subproblema de segundo estágio de forma a tornar possível a incorporação de mais cenários de realizações futuras. Essa adição de cenários torna a solução mais confiável já que os preços de contratos e PLD são muito incertos, principalmente num horizonte de longo-prazo;
- Criação de cenários melhores para serem utilizados como entrada dos modelos. Como a geração de cenários não era o foco deste trabalho, não foram utilizadas técnicas mais elaboradas que poderiam gerar realizações que representassem melhor os eventos futuros e, por consequência, fornecessem soluções mais adequadas para o consumidor. Além disso, não foi considerada a complementariedade entre as fontes hidroelétrica e, portanto, a viabilidade da contratação da planta eólica no Nordeste pode

ter sido prejudicada, já que é a região na qual a complementariedade é mais forte;

- Para o caso estudado neste trabalho foi considerado um consumidor livre que faz um contrato com uma planta eólica. Como essa usina é de posse de uma empresa distinta esse consumidor não é classificado como autoprodutor. Dessa forma, fica aberta a análise da perspectiva de um agente autoprodutor o qual deveria arcar com o investimento da construção da usina para atendimento do seu consumo próprio;
- Por fim, a penalidade de insuficiência de cobertura contratual existe nas regras do mercado de energia brasileiro, mas ela não é praticada para os agentes no mercado livre. Assim, essa penalidade pode ser desconsiderada.

REFERÊNCIAS

ABRACEEEL. **Quem pode ser consumidor livre**, [s.d.]. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/consumidor_livre.asp>. Acesso em: 7 jan. 2018

ABRACEEEL. **Condições Gerais ABRACEEEL para Contratação de Compra e Venda de Energia Elétrica**, 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa nº390**, 2009.

ANEEL. **Resultados Leilões de geração 2005-2018**. [s.l.] ANEEL, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: 27 nov. 2018.

ANEEL. **Definições dos agentes**, [s.d.]. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=41>>. Acesso em: 31 jan. 2018

BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to stochastic programming**. 2nd ed ed. New York: Springer, 2011.

BRASIL. 5.163. DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004. . 30 jul. 2004.

BRUNO, S. et al. Risk neutral and risk averse approaches to multistage renewable investment planning under uncertainty. **European Journal of Operational Research**, v. 250, n. 3, p. 979–989, maio 2016.

CARRION, M. et al. A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 744–754, maio 2007.

CCEE. **CCEE - Preços médios - PLD - Preço de Liquidação das Diferenças**. Disponível em: <<https://bit.ly/2PDCvMP>>. Acesso em: 10 jan. 2019a.

CCEE. **InfoMercado Dados Gerais 2018**. [s.l: s.n.]. . Acesso em: 7 jan. 2018b.

CCEE. **Preços**, [s.d.]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afzLoop=659685014167885&_adf.ctrl-state=10u94xfg7e_88#!%40%40%3F_afzLoop%3D659685014167885%26_adf.ctrl-state%3D10u94xfg7e_92>. Acesso em: 23 maio. 2018

CHIRALAKSANAKUL, A.; MORTON, D. P. Assessing Policy Quality in Multi-stage Stochastic Programming. p. 36, 2003.

CONEJO, A. J.; FERNANDEZ-GONZALEZ, J. J.; ALGUACIL, N. Energy procurement for large consumers in electricity markets. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 152, n. 3, p. 357, 2005.

CTG. **Energia Eólica – CTG**, [s.d.]. Disponível em: <<http://ctgbr.com.br/portfolio-item/energia-eolica/>>. Acesso em: 14 jan. 2019

EPE. **Balço Energético Nacional**. [s.l: s.n.].

EPE. **MATRIZ ENERGÉTICA**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#ELETRICA>>. Acesso em: 10 jan. 2019b.

EPE. Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil. p. 48, 19 jun. 2018c.

EPE. **Leilões de Energia**. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

FERNANDES, J. F. M. Estudo de Viabilidade de Sistema de Autoconsumo com Autoprodução Renovável Eólica. p. 119, 2015.

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, jun. 2013.

GARCÍA, E. G.-V. **Gestión energética óptima de um consumidor industrial de vapor y electricidad em mercados liberalizados**. [s.l: s.n.].

LAZARD. **Lazard’s latest annual Levelized Cost of Energy Analysis**. [s.l: s.n.].

LEIF HANRAHAN, B. et al. A powerful visualization technique for electricity supply and demand at industrial sites with combined heat and power and wind generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 31, p. 860–869, mar. 2014.

MACHADO, R. C. **GERAÇÃO DE CENÁRIOS HIDROEÓLICOS PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE MÉDIO PRAZO VIA MODELO AUTOREGRESSIVO PERIÓDICO**. Florianópolis, SC: UFSC, 2016.

MANOTAS-DUQUE, D. F. et al. Energy supply optimization for unregulated consumers. **Ingeniería y Competitividad**, n. 1, p. 11, 2014.

MENDES, A. L. S. Autoprodução e Produção Independente de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis no Brasil. p. 10, 2011.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA. **Contratos**. Disponível em: <<https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/contratos/>>. Acesso em: 18 fev. 2019.

MERCURIUS ENGENHARIA. **Energia Eólica**. Disponível em: <<http://www.mercurius.com.br/obraseolicas/13-parque-eolico-praia-formosa.aspx>>. Acesso em: 11 jan. 2019.

MME. **Energia Eólica no Brasil e no Mundo**. [s.l.: s.n.].

MUMMEY, J. F. C. **Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica**. Doutorado em Energia—São Paulo: Universidade de São Paulo, 16 ago. 2017.

PACIFIC HYDRO. **Perguntas frequentes | Pacific Hydro**. Disponível em: <<http://pacifichydro.com.br/portuguese/informacoes-uteis/setor-eolico-no-brasil/perguntas-frequentes/>>. Acesso em: 9 jan. 2019.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical Programming**, v. 52, n. 1, p. 359–375, 1 maio 1991.

PÉREZ ODEH, R.; WATTS, D.; NEGRETE-PINCETIC, M. Portfolio applications in electricity markets review: Private investor and manager perspective trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 192–204, jan. 2018.

RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; WITZLER, L. T. **Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of Wind generation uncertainties**. 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA). **Anais...** In: 2012 IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION: LATIN AMERICA. Montevideo: IEEE, set. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6319142/>>. Acesso em: 21 jun. 2019

RIBEIRO, L. H. M. **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica- uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre - ACL**. Dissertação— São Paulo: POLI- USP, 2015.

ROCHA, J. E. N. D. **Sistema inteligente de diagnósticos energéticos e de análise de investimentos em projetos de eficiência energética gerenciados pelo lado da demanda**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 9 out. 2018.

RUSZCZYŃSKI, A.; SHAPIRO, A. Handbooks in operations research and management science. v. 10, p. 1–682, 2003.

SHAFER, B. Mojave Plant Wind Project. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 16, n. 3, p. 50–55, maio 2010.

SHAPIRO, A.; DENTCHEVA, D.; RUSZCZYŃSKI, A. **Lectures on Stochastic Programming: Modeling and Theory**. [s.l.] Society for Industrial and Applied Mathematics, 2009.

SHAPIRO, A.; HOMEM-DE-MELLO, T. A simulation-based approach to two-stage stochastic programming with recourse. **Mathematical Programming**, v. 81, n. 3, p. 301–325, maio 1998.

SHAPIRO, A.; PHILPOTT, A. A Tutorial on Stochastic Programming. p. 35, 2007.

SICILIANO, G. C. D. C. S. **Estratégias de compra de contratos em leilões multiproduto de fontes renováveis**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 24 set. 2010.

STEINLE CAMARGO, L. A. et al. Alternative Generation Sources Portfolio: Optimal Resources Allocation and Risk Analysis Supported by Genetics Algorithms. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 7, p. 3232–3241, jul. 2016.

STEINLE CAMARGO, L. A. **Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno**. Doutorado Direto em Sistemas de Potência— São Paulo: Universidade de São Paulo, 15 jul. 2016.

TOLMASQUIM, M. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: Synergia, 2011.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY; OFFICE OF INDIAN ENERGY. **Levelized Cost of Energy (LCOE)**, 2015. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2019

VAN ACKOOIJ, W. et al. Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey. **Annals of Operations Research**, v. 271, n. 1, p. 11–85, dez. 2018.

VERONESE, H. D. **Um modelo de otimização estocástica baseado em progressive hedging para definição de estratégia de contratação de energia no ambiente regulado**. Dissertação—[s.l.] UFSC, 2013.

WITZLER, L. T. **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional**. Mestrado em Sistemas de Potência—São Paulo: Universidade de São Paulo, 2015.

APÊNDICE A – AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DA ÁRVORE DE CENÁRIOS

A inclusão de incertezas em modelos de otimização acontece por meio da adição de variáveis aleatórias. Essas variáveis agregam dimensão ao problema que precisa contar com algumas simplificações para ser resolvido. Assim, a árvore de cenários utilizada no processo de otimização é apenas uma parcela da árvore de cenários “real” e, portanto, é importante avaliar a qualidade da solução obtida com essa árvore (FINARDI; DECKER; DE MATOS, 2013). Existem alguns métodos de se avaliar esta solução, como a análise das condições ótimas (SHAPIRO; HOMEM-DE-MELLO, 1998) e a estimação do gap de otimalidade (CHIRALAKSANAKUL; MORTON, 2003) (FINARDI; DECKER; DE MATOS, 2013). Aqui será adotada a estratégia do cálculo do gap de otimalidade.

Como formulado em (FINARDI; DECKER; DE MATOS, 2013) matematicamente o gap é dado pela Equação (1).

$$gap(\bar{x}) = f(\bar{x}) - v^* \quad (1)$$

No qual $f(\bar{x})$ é a função objetivo do problema “real” em \bar{x} e v^* é o valor da função objetivo na solução ótima do problema “real”. Assim, é necessário formular uma estratégia para cálculo desses valores.

Primeiramente, é definida uma estratégia para calcular v^* . Considerando v_N^k como o valor da função objetivo k associado com a solução ótima x_N^k que considera uma sub-árvore com N amostras por ano. Uma sub-árvore é definida aqui como uma árvore de tamanho menor do que a árvore de cenários associada com o problema “real”.

De acordo com RUSZCZYŃSKI; SHAPIRO (2003) $v^* \geq E[v_N^k]$. O valor esperado $E[v_N^k]$ pode ser obtido por amostragem, resolvendo problemas com M amostras independentes. Considerando v_N^1, \dots, v_N^M como os valores ótimos obtidos pela solução desses M problemas, então \bar{v}_{NM} da Equação (2) é um estimador sem viés.

$$\bar{v}_{NM} = M^{-1} \sum_{k=1}^M v_N^k \quad (2)$$

Como as amostras são independentes e, portanto, v_N^1, \dots, v_N^M , também são independentes, é possível estimar a variância de \bar{v}_{NM} pela Equação (3).

$$\bar{\sigma}_L^2 = [M(M-1)]^{-1} \sum_{k=1}^M (v_N^k - \bar{v}_{NM})^2 \quad (3)$$

Como a média \bar{v}_{NM} se torna aproximadamente normal conforme M aumenta, pode-se usar como limite inferior a Equação (4), com intervalo de confiança $100 \cdot (1-\beta)\%$ para $E[v_N^k]$.

$$L_{NM} := \bar{v}_{NM} - t_{\beta, M-1} \bar{\sigma}_L \quad (4)$$

Sendo que $t_{\beta, M-1}$ é o valor crítico β da distribuição *t-student* com $M-1$ graus de liberdade.

A Equação (4) representa que, mesmo que não seja possível definir o valor exato de v^* em (1) pode-se assumir com $100 \cdot (1-\beta)\%$ de confiança que seu valor não é menor que L_{NM} .

Em relação ao limite superior, é também possível estimar o valor de $f(\bar{x})$ por amostragem. A metodologia aqui proposta é aplicar uma das soluções \bar{x} , obtida na resolução dos M problemas associados com o cálculo do L_{MN} , em M árvores formadas a partir de um novo conjunto de dados com a dimensão “real” do problema. Destaca-se que, tendo como entrada uma solução fixa \bar{x} relacionada à decisão de contratação da planta eólica, o problema resultante se restringe à um problema linear (PL), já que \bar{x} se refere à solução da parte binária do problema. Apenas dessa forma é possível resolver a árvore “real” resultante com um esforço computacional considerado viável.

A solução ótima desses problemas é chamada de $F^k(\bar{x})$. Então pode-se calcular pela Equação (5) um estimador de $E[F^k(\bar{x})]$ sem viés.

$$\bar{F}^M(\bar{x}) = M^{-1} \sum_{k=1}^M F^k(\bar{x}) \quad (5)$$

A variância é dada pela Equação (6).

$$\bar{\sigma}_U^2 = [M(M-1)]^{-1} \sum_{k=1}^M (F^k(\bar{x}) - \bar{F}^M(\bar{x}))^2 \quad (6)$$

Do mesmo modo que para o cálculo de L_{MN} , a Equação (7) fornece uma estimação do limite superior para o valor de $f(\bar{x})$ com confiança de $100 \cdot (1-\beta)\%$

$$U_M := \bar{F}^M(\bar{x}) - t_{\beta, M-1} \bar{\sigma}_U \quad (7)$$

Assim, o gap de otimalidade (*gap*) é dado pela Equação (8).

$$gap(\bar{x}) = \bar{F}^M(\bar{x}) - t_{\beta, M-1} \bar{\sigma}_U - \bar{v}_{NM} + t_{\beta, M-1} \bar{\sigma}_L \quad (8)$$

Desse modo, é feita a avaliação da solução da árvore com 7 aberturas por ano até o fim do período de decisão, que nesse caso é 5 anos, que resulta numa árvore com 2.401 cenários, utilizada nesse trabalho.

Portanto, para cálculo do limite inferior foram usadas 10 árvores ($M=10$), com 2.401 cenários cada uma, amostradas do conjunto de 2.000 cenários utilizados nas otimizações tanto determinísticas quanto estocásticas da seção 5.

Já para o limite superior, são utilizadas 10 árvores, como $M=10$, de tamanho “real”, considerado aqui como 10.000 cenários. Essas árvores são amostradas dos 10.000 cenários utilizados na seção 5.3.1.1 para a simulação *out-of-sample*.

Para esse caso, $t_{\beta, M-1}$ é o valor que garante 95% de confiança com 9 graus de liberdade, sendo igual a 1,8331 pela distribuição *t-student*.

Assim, o gap é calculado para cada modelo e cada submercado e os resultados são mostrados na Tabela 1. Os desvios padrão tanto do limite superior quanto do limite inferior representam menos de 1% da média dos custos referentes a cada conjunto de árvores. Além disso, o gap relacionado a cada modelo é de menos de 10%, ou seja, a utilização de uma árvore de 7 aberturas anual consegue fornecer uma solução de qualidade para o problema.

Tabela 1 – Limites superior e inferior e desvio padrão da amostragem dos limites.

U_{10}	$\bar{\sigma}_U$	$L_{7,10}$	$\bar{\sigma}_L$	$\frac{(U_{10} - L_{7,10})}{U_{10}} \%$	U_{10}
Anual NE	1.585.871.810	5.516.463	1.583.260.871	4.875.677	0,16%
Mensal NE	1.691.334.070	6.685.956	1.602.594.999	6.250.636	5,25%
Anual Sul	1.699.287.879	2.464.656	1.682.224.076	8.244.414	1,00%
Mensal Sul	1.700.770.653	6.102.151	1.631.265.132	6.417.123	4,09%

Os dados resultantes das otimizações das árvores necessárias para a construção dos limites inferior e superior são mostrados abaixo.

DADOS

Submercado Nordeste – Anual

Tabela 2 - Resultados para obtenção do $L_{7,10}$

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	2.401	R\$ 1.566.718.394,90	385,32
2	2.401	R\$ 1.568.048.849,57	388,59

3	2.401	R\$ 1.569.817.563,23	390,83
4	2.401	R\$ 1.578.554.919,26	387,39
5	2.401	R\$ 1.579.469.902,79	387,14
6	2.401	R\$ 1.579.189.830,95	386,92
7	2.401	R\$ 1.578.303.717,61	387,68
8	2.401	R\$ 1.573.387.575,97	388,95
9	2.401	R\$ 1.577.223.218,20	393,33
10	2.401	R\$ 1.572.523.574,49	387,72

Tabela 3 - Resultados para obtenção do U_{10} .

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	10.000	R\$ 1.566.613.705,25	1261,26
2	10.000	R\$ 1.580.059.875,03	1271,74
3	10.000	R\$ 1.569.722.437,77	1265,93
4	10.000	R\$ 1.575.715.476,46	1266,06
5	10.000	R\$ 1.580.757.383,58	1270,59
6	10.000	R\$ 1.579.351.260,70	1275,07
7	10.000	R\$ 1.583.527.451,77	1261,65
8	10.000	R\$ 1.571.638.555,40	1261,20
9	10.000	R\$ 1.578.209.416,97	1261,31
10	10.000	R\$ 1.572.005.770,93	1259,29

Submercado Nordeste – MensalTabela 4 - Resultados para obtenção do $L_{7,10}$

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	2.401	R\$ 1.592.725.711,88	4978,04
2	2.401	R\$ 1.586.803.496,35	4571,94
3	2.401	R\$ 1.597.559.832,61	4745,77
4	2.401	R\$ 1.591.560.913,58	4016,19
5	2.401	R\$ 1.599.882.950,61	4667,72
6	2.401	R\$ 1.579.503.044,31	4602,64
7	2.401	R\$ 1.584.945.396,00	5343,76
8	2.401	R\$ 1.597.166.701,43	4750,28
9	2.401	R\$ 1.591.567.094,55	5546,25
10	2.401	R\$ 1.589.660.697,54	4933,10

Tabela 5 - Resultados para obtenção do U_{10} .

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	10.000	R\$ 1.684.208.976,84	4704,70
2	10.000	R\$ 1.683.275.900,32	5656,63
3	10.000	R\$ 1.681.495.734,97	4974,21
4	10.000	R\$ 1.666.545.716,41	4316,50
5	10.000	R\$ 1.668.272.479,20	4803,01
6	10.000	R\$ 1.686.346.522,90	5010,29
7	10.000	R\$ 1.681.156.067,55	4813,45
8	10.000	R\$ 1.677.266.478,27	4643,23
9	10.000	R\$ 1.683.347.876,77	4634,32
10	10.000	R\$ 1.678.871.369,79	5697,50

Submercado Sul - AnualTabela 6 - Resultados para obtenção do $L_{7,10}$

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	2.401	R\$ 1.663.146.438,16	392,10
2	2.401	R\$ 1.652.307.028,33	388,77
3	2.401	R\$ 1.665.374.236,32	390,88
4	2.401	R\$ 1.667.423.940,11	395,14
5	2.401	R\$ 1.677.860.706,96	392,00
6	2.401	R\$ 1.673.867.809,21	392,63
7	2.401	R\$ 1.664.513.998,36	388,40
8	2.401	R\$ 1.680.310.140,25	390,86
9	2.401	R\$ 1.663.559.209,23	391,79
10	2.401	R\$ 1.662.757.139,13	390,12

Tabela 7 - Resultados para obtenção do U_{10} .

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	10.000	R\$ 1.697.543.306,82	1268,15
2	10.000	R\$ 1.696.258.909,89	1282,65
3	10.000	R\$ 1.690.895.542,16	1279,03
4	10.000	R\$ 1.693.494.628,72	1279,19
5	10.000	R\$ 1.695.658.434,17	1298,73

6	10.000	R\$ 1.697.543.306,82	1269,08
7	10.000	R\$ 1.696.258.909,89	1289,36
8	10.000	R\$ 1.690.895.542,16	1273,15
9	10.000	R\$ 1.693.494.628,72	1280,64
10	10.000	R\$ 1.695.658.434,17	1291,58

Submercado Sul- Mensal

Tabela 8 - Resultados para obtenção do $L_{7,10}$

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	2.401	R\$ 1.619.421.882,26	5406,64
2	2.401	R\$ 1.622.704.077,49	4582,04
3	2.401	R\$ 1.611.856.957,26	4958,87
4	2.401	R\$ 1.616.824.946,68	4679,90
5	2.401	R\$ 1.621.192.379,08	5516,39
6	2.401	R\$ 1.626.817.225,07	4839,45
7	2.401	R\$ 1.618.094.876,33	5382,24
8	2.401	R\$ 1.624.922.646,98	5425,56
9	2.401	R\$ 1.606.845.612,52	5536,04
10	2.401	R\$ 1.626.344.858,04	4784,27

Tabela 9 - Resultados para obtenção do U_{10} .

Árvore	Nº de cenários	Custo ótimo (R\$)	Tempo (s)
1	10.000	R\$ 1.691.021.865,50	9202,05
2	10.000	R\$ 1.688.478.102,61	11065,69
3	10.000	R\$ 1.686.429.412,73	8801,99
4	10.000	R\$ 1.691.044.084,50	8923,02
5	10.000	R\$ 1.693.387.554,35	7976,23
6	10.000	R\$ 1.686.219.588,32	9644,13
7	10.000	R\$ 1.694.194.014,18	10326,91
8	10.000	R\$ 1.688.862.138,20	9042,59
9	10.000	R\$ 1.676.536.291,22	10261,80
10	10.000	R\$ 1.699.681.041,16	9516,73