

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS — UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E SISTEMAS
NÍVEL MESTRADO

RENAN ALVES DE FREITAS

MODELO ESTOCÁSTICO PARA AUXÍLIO À TOMADA DE DECISÃO EM
INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL A PARTIR DO
PORTFÓLIO E DA AVERSÃO AO RISCO DO INVESTIDOR

SÃO LEOPOLDO
2018

Renan Alves de Freitas

MODELO ESTOCÁSTICO PARA AUXÍLIO À TOMADA DE DECISÃO EM
INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL A PARTIR DO
PORTFÓLIO E DA AVERSÃO AO RISCO DO INVESTIDOR

Dissertação apresentada como requisito parcial
para a obtenção do grau de Mestre pelo
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de
Produção e Sistemas da Universidade do Vale
do Rio dos Sinos — UNISINOS

Orientador:
Prof. Dr. André L. Korzenowski

São Leopoldo
2018

F866m

Alves de Freitas, Renan

Modelo estocástico para auxílio à tomada de decisão em investimentos de geração de energia renovável a partir do portfólio e da aversão ao risco do investidor / Renan Alves de Freitas — 2018.

90 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (mestrado) — Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, São Leopoldo, 2018.

“Orientador: Prof. Dr. André L. Korzenowski.”

1. Energia Renovável. 2. Portfólio de Geração. 3. Investimentos. 4. Riscos e Retorno. 5. Modelagem Estocástica. I. Título.

CDU 658.5

Dados Internacionais de Catalogação na publicação (CIP)

(Bibliotecário responsável: Flávio Nunes — CRB 10/1298)

(Esta folha serve somente para guardar o lugar da verdadeira folha de aprovação, que é obtida após a defesa do trabalho. Este item é obrigatório, exceto no caso de TCCs.)

AGRADECIMENTOS

Enfim, chegou a parte mais fácil do trabalho. Apesar de sucinta, espero que contemple as pessoas mais importantes para o fim dessa empreitada. Primeiramente, meus agradecimentos ao meu orientador André Korzenowski, não somente pela atenção, paciência e seu tradicional bom humor com seus orientandos, mas também pelos ensinamentos no estágio docente. Espero um dia conseguir ser um professor tão bom quanto, apesar do longo caminho até esse ponto.

Ao Luiz Armando Steinle Camargo, uma das principais referências acadêmicas do trabalho e que forneceu os dados de saída do NEWAVE. Ele não me conhecia e não tinha absolutamente nada a ganhar me ajudando, mesmo assim despendeu seu tempo contribuindo com os dados e tirando dúvidas sobre o tema. Novamente, um muito obrigado por tudo.

À RGE Sul e aos colaboradores que conviveram comigo durante esses últimos dois anos, que me concederam flexibilidade suficiente para cumprir minhas obrigações acadêmicas. Em especial, ao Engenheiro e Professor Eric Daza, por todas trocas de informações, incentivos, direcionamentos, além de contribuir diretamente com o trabalho de pesquisa.

À CAPES pelo apoio financeiro, vital para a realização do Mestrado. Aos meus professores por todos os ensinamentos passados durante esse período. Aos meus colegas de Mestrado pelos trabalhos em conjunto. E por fim, a todos os meus amigos que conviveram comigo durante esses últimos dois anos, principalmente aqueles que ouviram minhas lamentações e reclamações sobre as dificuldades do percurso.

*“If I have seen farther than others,
it is because I stood on the shoulders of giants.”.*
SIR ISAAC NEWTON

RESUMO

O Brasil possui uma matriz energética diferente da média mundial, onde a maior parte da geração elétrica é através de fontes renováveis. Entretanto, a expectativa de aumento da carga, os problemas causados pela queima dos combustíveis fósseis e os impactos ambientais das grandes hidrelétricas, são fatores que implicam na necessidade de aumentar a capacidade instalada de outras fontes renováveis. Tal aumento de capacidade requer investimentos em geração renovável, sendo que essa decisão é afetada por diferentes aspectos como a variabilidade na geração, as incertezas no mercado de energia, além da aversão ao risco do investidor, o portfólio de geração da empresa, entre outros. O trabalho apresenta um modelo estocástico de auxílio a tomada de decisão para investimentos em fontes renováveis que considerem esses fatores e maximizem o retorno esperado para um determinado nível de aversão ao risco. Dada as incertezas do problema, é utilizado o *Conditional Value-at-Risk*, CVaR, para modelar o risco do portfólio em relação aos cenários mais desfavoráveis de receita futura. Os cenários são gerados com base em históricos de geração e os dados de saída do NEWAVE, modelo de planejamento da operação de médio prazo. As simulações expõem como o portfólio atual e a opção de investimento se relacionam em termos de complementação energética. Também se evidencia o risco que a fonte intermitente acarreta à empresa através da avaliação do CVaR, contudo o portfólio atual da empresa pode servir de *hedge* para o investimento, reduzindo assim o risco do projeto. Os resultados obtidos mostram que a diversificação da capacidade instalada de geração da empresa e a composição complementar das fontes geradoras reduzem os riscos financeiros do portfólio do investidor. O nível de aversão ao risco do decisor também influencia a posição de mercado que a empresa deve adotar, tal que o modelo tende a soluções mais conservadoras a medida que o grau de aversão ao risco aumenta. Assim, confirmando a literatura a existência de um *trade-off* entre a aversão ao risco e o retorno esperado.

Palavras-chave: Energia Renovável. Portfólio de Geração. Investimentos. Riscos e Retorno. Modelagem Estocástica.

ABSTRACT

Brazil has a world different energy matrix, where the most part of the electricity generation is by renewable resources. However, the expectation of increase load demand, the problems caused by the burning of fossil fuels and the environmental impacts of large hydropowers are factors that imply the need to increase the installed capacity of other renewable sources. This increase in capacity requires investments in renewable generation, and this decision is affected by different aspects such as variability in generation, uncertainties in the energy market and investor risk aversion, the company's current portfolio, among others. The paper presents a stochastic decision support model for investments in renewable energy that considers these factors and maximizes the expected return for a given level of risk aversion. To represent the uncertainties of the problem is used the Conditional Value-at-Risk (CVaR), that model the portfolio risk in relation to the most unfavorable future revenue scenarios. The scenarios are generated based on past generation and the output data from NEWAVE, the medium-term planning model of the operation system. The simulations show how the current portfolio and the investment option are related in terms of energy complementation. It is also possible to realize that risk for intermittent source entails to company by means of the evaluation of CVaR. In this way, current company portfolio can be a hedge for the investment, thus reducing the risk of the project. The results show that the diversification of the company's assets and the complementary composition of the generating sources reduce the financial risks of the investor's portfolio. The risk aversion level of the decision maker also influences the market position that the company must adopt, such that the model tends towards more conservative solutions when the risk aversion is higher. Thus, confirming the literature, the existence of a trade-off between risk aversion and expected return.

Keywords: Renewable Energy. Generation Portfolio. Risk and Return. Stochastic Modeling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Novos investimentos no mundo em energia renovável: Países desenvolvidos x Países em desenvolvimento em bilhões de US\$, 2004-2016	17
Figura 2:	Base de dados: Pesquisa com “ <i>Renewable Energy</i> ” nas palavras chave, resumo e título.	18
Figura 3:	Pesquisas por tipo de fonte com base no artigo “ <i>Decision making in renewable energy investments: A review</i> ”	19
Figura 4:	Base de dados: Pesquisa com “ <i>Energy</i> ” e “ <i>Portfolio</i> ” nas palavras chave.	20
Figura 5:	Base de dados: Pesquisa com “ <i>Energy</i> ”, “ <i>Portfolio</i> ” e “ <i>Portfolio</i> ” nas palavras chave.	20
Figura 6:	Fator de Capacidade médio dos conjuntos eólicos do RN.	21
Figura 7:	Modelo do Setor Elétrico Vigente	24
Figura 8:	Representação do papel dos três agentes institucionais.	24
Figura 9:	Sistema Interligado Nacional	26
Figura 10:	Dilema do Operador - ONS	26
Figura 11:	Curva de custos - Despacho de hidrelétricas e térmicas.	27
Figura 12:	Exemplo quando o sistema gera mais que a soma das GF’s.	29
Figura 13:	Exemplo quando o sistema gera menos que a soma das GF’s.	30
Figura 14:	<i>GSF</i> médio mensal do período entre 2008 e setembro de 2017.	30
Figura 15:	PLD do submercado NE médio mensal do período entre 2008 e outubro de 2017.	31
Figura 16:	Curva eficiente entre risco e retorno esperado.	34
Figura 17:	Fluxograma da análise de decisão de um investimento de capital.	35
Figura 18:	Fluxograma representativo do processo de modelagem matemática.	36
Figura 19:	Fluxograma representativo do processo de modelagem matemática.	39
Figura 20:	Representação da relação entre VaR e CVaR.	41
Figura 21:	Usina em operação em multi-mercados.	46
Figura 22:	Etapas do método de trabalho	49
Figura 23:	Esquemático para obtenção de dados de PLD e <i>GSF</i>	52
Figura 24:	Representação da modelagem das despesas através do Custo Anual Equivalente.	58
Figura 25:	50 cenários do PLD com base nos cenários de CMO do NEWAVE	62
Figura 26:	Curva de projeção da Garantia Física das usinas hidrelétricas participantes do MRE em MW médios.	62
Figura 27:	50 cenários do fator de ajuste do MRE (<i>GSF</i>) de acordo com cada cenário projetado de geração hidrelétrica.	63
Figura 28:	Imagem do software IBM ILOG CPLEX utilizado nas simulações.	64
Figura 29:	Esquemático do problema de tomada de decisão com 3 opções de investimento.	64
Figura 30:	Etapas para tomada de decisão em geração de energia renovável.	65
Figura 31:	Dados de saída do software R para a modelagem do histórico de Fator de Capacidade dos conjuntos eólicos do RN.	67
Figura 32:	Curva sazonalizada, limites inferiores e superiores, e 10 cenários gerados com base nos dados históricos de conjuntos do RN no mesmo ponto de conexão.	67

Figura 33: Dados de saída do software R para a modelagem do histórico de geração do conjunto eólico do RS, sendo modelado o Fator de Capacidade.	69
Figura 34: Curva sazonalizada, limites inferiores e superiores, e 10 cenários gerados com base nos dados históricos de conjunto do RS.	69
Figura 35: Curva típica de uma usina a biomassa com disponibilidade de combustível em 5 meses por ano.	70
Figura 36: Comportamento da Receita Esperada e do CVaR para cada variação de λ . . .	73
Figura 37: Comportamento da variável de mercado α em relação as variações no parâmetro λ	73
Figura 38: Avaliação do investimento em três situações com portfólio atual diferente. .	75
Figura 39: Etapas de análise de Sinergia do projeto futuro com o portfólio atual.	75
Figura 40: Receita Esperada, CVaR da receita e variável de mercado x Preço médio negociado pelo gerador.	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Exemplo de problema de programação estocástica multiestágio	38
Tabela 2:	Referencial bibliográfico para modelagem do problema de pesquisa.	51
Tabela 3:	Parâmetros para o cálculo do CAE mensal.	62
Tabela 4:	Resultados financeiros da Receita do portfólio atual composto apenas por UHE's.	66
Tabela 5:	Resultados financeiros da simulação do conjunto eólico do RN.	68
Tabela 6:	Resultados financeiros da simulação do portfólio hidro-eólico do RS.	70
Tabela 7:	Resultados financeiros da simulação do portfólio hidro-Biomassa.	71
Tabela 8:	Resultados financeiros das três opções de investimento.	72
Tabela 9:	Resultados financeiros da simulação de investimento sem capacidade instalada.	76
Tabela 10:	Resultados financeiros da simulação com portfólio atual de 100 MW médio composto por UHE's.	76
Tabela 11:	Resultados financeiros da simulação de investimento sem portfólio atual.	76
Tabela 12:	Resultados financeiros da simulação de investimento composto por Hidro-Eol RN.	77
Tabela 13:	Resultados financeiros da simulação com apenas o Conjunto do RS.	77
Tabela 14:	Resultados financeiros da simulação de investimento com portfólio Eólico RS - Eólico RN.	78

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAE	Custo Anual Equivalente
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CVaR	<i>Conditional Value-at-Risk</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
VaR	<i>Value-at-Risk</i>
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Contextualização	14
1.2	Objeto e Problema de Pesquisa	15
1.3	Objetivos da pesquisa	16
1.4	Justificativa	16
1.5	Delimitações	22
2	REFERENCIAL TEÓRICO	23
2.1	Investimentos em Geração de Energia Elétrica no Brasil	23
2.1.1	Setor Elétrico Brasileiro	23
2.1.2	Receitas e Custos do Gerador de Energia	29
2.1.3	Investimentos em Energia Renovável	31
2.2	Modelagem Matemática para Gestão de Portfólio e Riscos	33
2.2.1	Teoria do Portfólio no Setor Elétrico	33
2.2.2	Técnicas de Análise de Investimentos de Capital	34
2.2.3	Modelagens Matemáticas	35
2.2.4	Métodos de Aversão ao Risco	40
2.3	Análise de Decisão em Energias Renováveis	42
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	48
3.1	Classificação da Pesquisa	48
3.2	Etapas do Trabalho	48
3.2.1	Levantamento Bibliográfico	48
3.2.2	Modelagem do Problema de Pesquisa	50
3.2.3	Definição das Variáveis que Compõem o Modelo	50
3.2.4	Dados e Tratamento para Aplicação em Simulações	52
3.2.5	Validação do Modelo e Implementação em Software	53
4	MODELAGEM DO PROBLEMA	54
4.1	Modelo das Receitas	54
4.2	Modelo de Aversão ao Risco	56
4.3	Modelo das Despesas no Fluxo de Caixa	57
4.4	Modelo Completo de Tomada de Decisão	58
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	61
5.1	Tomada de Decisão com Diferentes Opções de Investimento	64
5.1.1	Conjunto Eólico no Rio Grande do Norte	66
5.1.2	Conjunto Eólico no Rio Grande do Sul	68
5.1.3	Usina a Biomassa com Base de Cana-de-Açúcar	70
5.1.4	Tomada de Decisão e Análise dos Resultados em Conjunto	71
5.2	Análise do Modelo para Diferentes Níveis de Aversão ao Risco	72
5.3	Variações do Portfólio Atual e Sinergia de Projeto	74
5.3.1	Resultados e Sinergia - Situação 1	76
5.3.2	Resultados e Sinergia - Situação 2	77
5.3.3	Resultados e Sinergia - Situação 3	77
5.4	Variação nos Preços Negociados e Impactos nos Resultados	78
5.5	Síntese e Discussões dos Resultados	79

6 CONCLUSÕES	81
REFERÊNCIAS	84

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Nas últimas cinco décadas, a geração de energia elétrica aumentou cerca de 4 vezes no mundo, sendo o valor impulsionado pelos países em desenvolvimento como a China (IEA, 2017). Apesar do avanço das fontes renováveis na matriz energética mundial, no ano de 2015 o carvão mineral e o gás natural corresponderam a mais de 60% da energia elétrica no globo. Já as fontes renováveis, com exceção das hidráulicas, tiveram um grande crescimento na sua participação relativa, tal que em 1971 elas representavam apenas 0,6% e em 2015 foram responsáveis por mais de 7% da eletricidade consumida no mundo (IEA, 2017).

O Brasil apresenta uma realidade diferente em relação à média mundial, devido principalmente ao grande potencial hidrelétrico do país (ZAMBELLI et al., 2009). Isso confere uma situação diferenciada em relação ao restante do mundo, pois a base da matriz elétrica brasileira se sustenta em energia renovável. No ano de 2015, por exemplo, a geração de eletricidade proveniente de fontes renováveis foi responsável por 75,5% do total consumido no país, sendo que a fonte hidráulica representou 64% (MME, 2016). Apesar dos benefícios de uma matriz renovável, o Brasil passou por um período de mudanças na sua matriz elétrica nos últimos 20 anos. No início do século 21, a matriz elétrica brasileira possuía em torno de 90% de sua energia elétrica gerada através de hidrelétricas, sendo na sua maioria usinas com reservatórios (LACORTE, 2012). Essa característica forneceu ao país flexibilidade na operação do Sistema Interligado Nacional, conhecido como SIN. Porém, mesmo sendo uma fonte renovável, a forte dependência por uma regularidade pluvial acarretava riscos à confiabilidade de oferta (PIERONI, 2005). Aliada a essa dependência, problemas de caráter político e econômico comprometeram os investimentos no início dos anos 2000, colocando em cheque a regulação do setor (PIERONI, 2005). Esses riscos ficaram evidentes no ano de 2001, no final do período úmido, quando o país passou por uma grave crise de abastecimento, à qual os reservatórios ficaram deplecionados e o risco de déficit superou os 15% (LACORTE, 2012). Essa crise demonstrou que apesar do país possuir uma matriz renovável, era necessário diversificar seu portfólio energético de modo a reduzir o risco de déficit. Desde então, houve no país um forte crescimento de usinas térmicas de diversas fontes, que apesar de apresentarem um custo de geração maior, são fontes que reduzem o risco global de abastecimento (RAMOS; GUARNIER; WITZLER, 2012). Já nos últimos anos, outras fontes renováveis cresceram sua participação na matriz brasileira, com destaque para as renováveis não convencionais, termo dado às fontes renováveis com exceção das grandes usinas hidrelétricas (PACHECO, 2006). Destaca-se os conjuntos eólicos, onde em 2014 responderam por 1,8% da energia gerada, após 3 anos, por 7,4% (ONS, 2018a).

Apesar de ser uma fonte renovável e limpa, as grandes Usinas Hidrelétricas, UHE's, sofrem críticas devido às áreas alagadas, a necessidade de desalojamento da população local e denúncias de corrupção envolvendo grandes obras financiadas pelo governo (SILVA SOITO;

FREITAS, 2011). Esses fatores incentivam as energias renováveis não convencionais, pois o Brasil ainda tem um potencial inexplorado para construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, PCH's, e usinas térmicas a biomassa (TOLMASQUIM, 2007), sendo a segunda através da disponibilidade do bagaço da cana-de-açúcar (SEABRA, 2008). Para atender a carga do SIN, à qual espera-se um aumento superior a 3% ao ano até 2026 (EPE, 2017), e não aumentar a dependência de combustíveis fósseis e a emissão de gases causadores do efeito estufa, são necessários novos investimentos em geração de energia renovável.

Investimentos em novas unidades geradoras possuem características distintas dos demais setores, pois requerem grande volume de capital (OLMOS; RUESTER; LIONG, 2012) e possuem longos períodos de amortização (CHASSOT; HAMPL; WÜSTENHAGEN, 2014). Basicamente, o investidor enxerga essa decisão como uma análise de risco e retorno (CAVADOS, 2015), onde é necessário estimar o fluxo de caixa futuro e analisar o comportamento do investimento ao se inserir no seu portfólio atual (PEREIRA, 2014). Outra característica é a forte regulação do estado no setor de energia, sendo esse o principal fator de risco e influência nas taxas de juros praticadas no mercado (ANGELOPOULOS et al., 2017).

Além dos riscos regulatórios, o investidor precisa lidar com os riscos de projeto e os riscos ligados ao mercado de energia (CHRISTENSEN; HAIN, 2017). Os riscos de mercado se acentuam a medida que fontes intermitentes de geração, como é o caso das renováveis não convencionais, são inseridas no portfólio da empresa. Tais riscos implicam numa exposição financeira da empresa geradora, à qual pode ser minimizada com a diversificação de suas unidades geradoras (MEĐIMOREC; TOMŠIĆ, 2015) e a consequente redução do risco global do portfólio através da complementação das curvas de geração existente entre os diferentes ativos de geração da companhia (RAMOS et al., 2013).

1.2 Objeto e Problema de Pesquisa

O setor elétrico tem gerado interesse acadêmico ao longo dos últimos 40 anos, sejam pelas mudanças na conjuntura global relacionadas as crises de suprimento do petróleo, sejam pelas preocupações causadas pelo aumento das emissões dos gases causadores do efeito estufa (STRANTZALI; ARAVOSSIS, 2016). Dentro desse contexto, um assunto de relevância para academia, governo e setor privado, é o planejamento da expansão do setor elétrico e os investimentos necessários para suprimento ao aumento de carga. Diferentemente do planejador central ou do governo, o investidor trata esse problema através de uma análise de riscos e retornos. O método mais comum na literatura para avaliação de investimento em energia renovável é a chamada análise do “menor custo”, a qual considera basicamente os custos por MW.h gerado como o fator preponderante (AWERBUCH, 2006). Apesar da popularidade, esse método sofre críticas por considerar apenas um único fator na tomada de decisão e pela dificuldade de se analisar e prever o comportamento dos custos e do fluxo de caixa ao longo da vida útil do empreendimento (CALVO-SILVOSA et al., 2017).

A inserção de novas fontes na matriz energética mundial trouxe novas incertezas na operação e nos processos decisórios do setor elétrico (AIEN; HAJEBRAHIMI; FOTUHI-FIRUZABAD, 2016). Riscos ligados as variações do mercado de energia, a volatilidade dos preços, aos custos (BARROSO et al., 2006) e a intermitência da geração renovável (RAMOS et al., 2013) alteraram a complexidade da análise de risco e retorno da geração elétrica. Entretanto, é possível mitigar os efeitos das incertezas inerentes da geração de energia ao combinar um portfólio de geração (MÅNSSON; JOHANSSON; NILSSON, 2014) de modo que ele se aproxime da fronteira eficiente, de acordo com a definição proposta por Markowitz (1952). Para o investidor, seja ele privado ou estatal, o mais importante é que seu portfólio de geração total obtenha o máximo retorno com o menor risco financeiro possível, independentemente do retorno monetário de cada ativo isolado (AWERBUCH; BERGER, 2003).

Define-se, então, sob a ótica exclusiva do investidor em geração de energia elétrica, o problema de pesquisa através do seguinte questionamento:

- Qual abordagem de decisão deve ser adotada por investidores em geração de energia renovável não convencional, de modo a maximizar o retorno esperado do portfólio de geração da empresa para um dado nível de aversão ao risco?

1.3 Objetivos da pesquisa

O objetivo principal do trabalho é propor, aplicar e avaliar através de simulações um modelo de auxílio à tomada de decisão para investimentos em novos parques geradores de energia elétrica, com base em fontes renováveis não convencionais, de forma a maximizar o retorno financeiro esperado de todo o portfólio da empresa para um dado nível de aversão ao risco.

Para alcançar o objetivo almejado foram traçados os objetivos específicos a seguir:

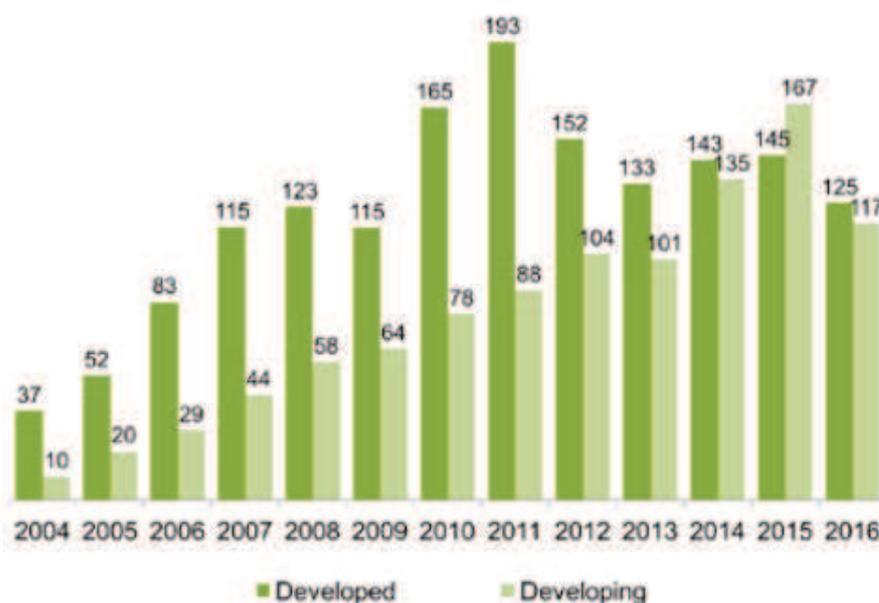
1. Definir e delimitar as alternativas de investimento em unidades geradoras com base em fontes renováveis não convencionais.
2. Avaliar o perfil de geração e a regulação específica para cada fonte passível de ser selecionada.
3. Definir as variáveis que devem compor o modelo para avaliar os riscos e os resultados do investimento.
4. Modelar matematicamente o problema de decisão para tomada de decisão com base no retorno e nos riscos.
5. Avaliar como o portfólio de geração que a empresa possui e o nível de aversão ao risco financeiro afetam a decisão da empresa investidora.

1.4 Justificativa

No ano de 2016, os investimentos em energia renovável, excluídas grandes usinas hidrelétricas, tiveram uma redução de 23% no montante investido, quando comparado ao ano de 2015.

Esses valores são observados no gráfico apresentado na Figura 1.

Figura 1: Novos investimentos no mundo em energia renovável: Países desenvolvidos x Países em desenvolvimento em bilhões de US\$, 2004-2016



Fonte: *Centre.BNEF (2017)*

Porém, esse valor representou 127,6 GW de capacidade instalada superior ao ano de 2015. Esse ganho na relação entre investimento e capacidade instalada é explicado principalmente pela redução nos custos de aquisição dos painéis fotovoltaicos e nos custos de implantação de usinas eólicas *onshore* e *offshore* (CENTRE.BNEF, 2017). Essa tendência se mantém ao observar os últimos dados referentes às usinas térmicas movidas por biomassa. Atualmente, elas estão presentes em mais de 50 países ao redor do mundo e sua participação na matriz elétrica vem crescendo nos últimos anos (STRANTZALI; ARAVOSSIS, 2016). Esse comportamento também pode ser observado na participação dos conjuntos eólicos na matriz elétrica brasileira, particularmente nos últimos leilões de energia (RAMOS; GUARNIER; WITZLER, 2012), sendo que em 2017 a fonte representou 7,4% da energia injetada no SIN (ONS, 2018a).

A melhoria na viabilidade financeira das fontes renováveis não convencionais devido aos ganhos de escala e as melhorias tecnológicas, acompanham outros fatores no cenário brasileiro:

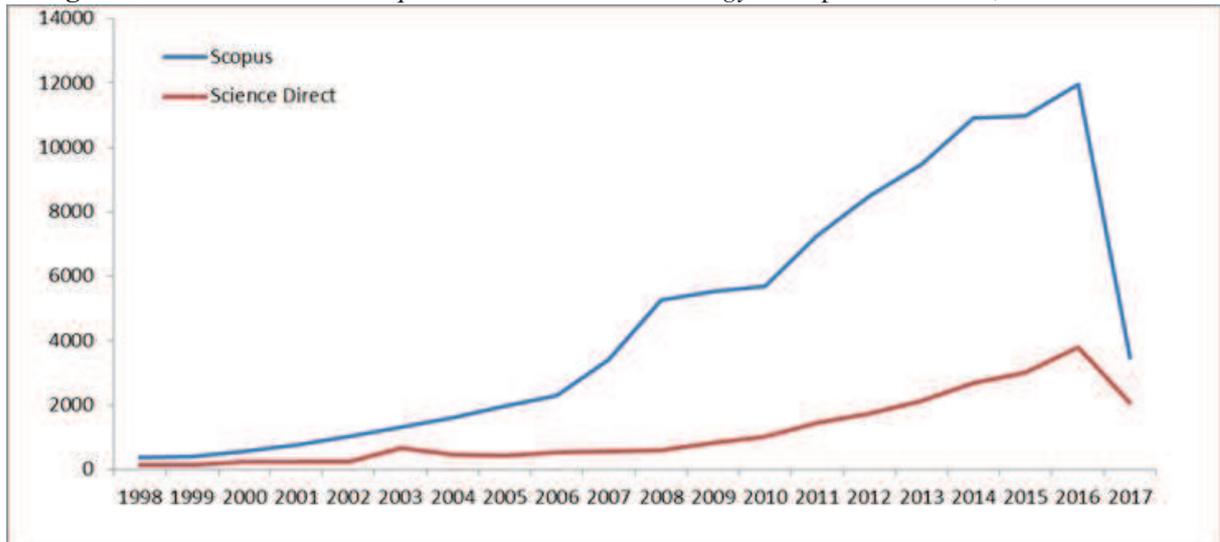
- Tendência de novas usinas hidrelétricas serem construídas a “fio d’água”, ou seja, sem grandes alagamentos e com baixa capacidade de contenção do reservatório (SILVA SOITO; FREITAS, 2011).
- Preocupações ambientais pela redução da utilização de combustíveis fósseis na matriz energética (LEE; ZHONG, 2014).

A principal vantagem da UHE é o armazenamento de energia potencial em forma de reservatório de água, porém devido aos impactos ambientais, as últimas grandes UHE’s foram construídas a

rio d'água. Podem-se citar as usinas de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau, para qual a redução da área alagada implicou em perda de capacidade de armazenamento e flexibilidade operativa (SOARES, 2017).

O interesse por fontes renováveis também se refletiu na literatura acadêmica. Esse fato fica evidente ao se observar as publicações desde 1998 nas bases de dados da *Scopus* e da *Science Direct*, conforme apresentado na Figura 2.

Figura 2: Base de dados: Pesquisa com “Renewable Energy” nas palavras chave, resumo e título.

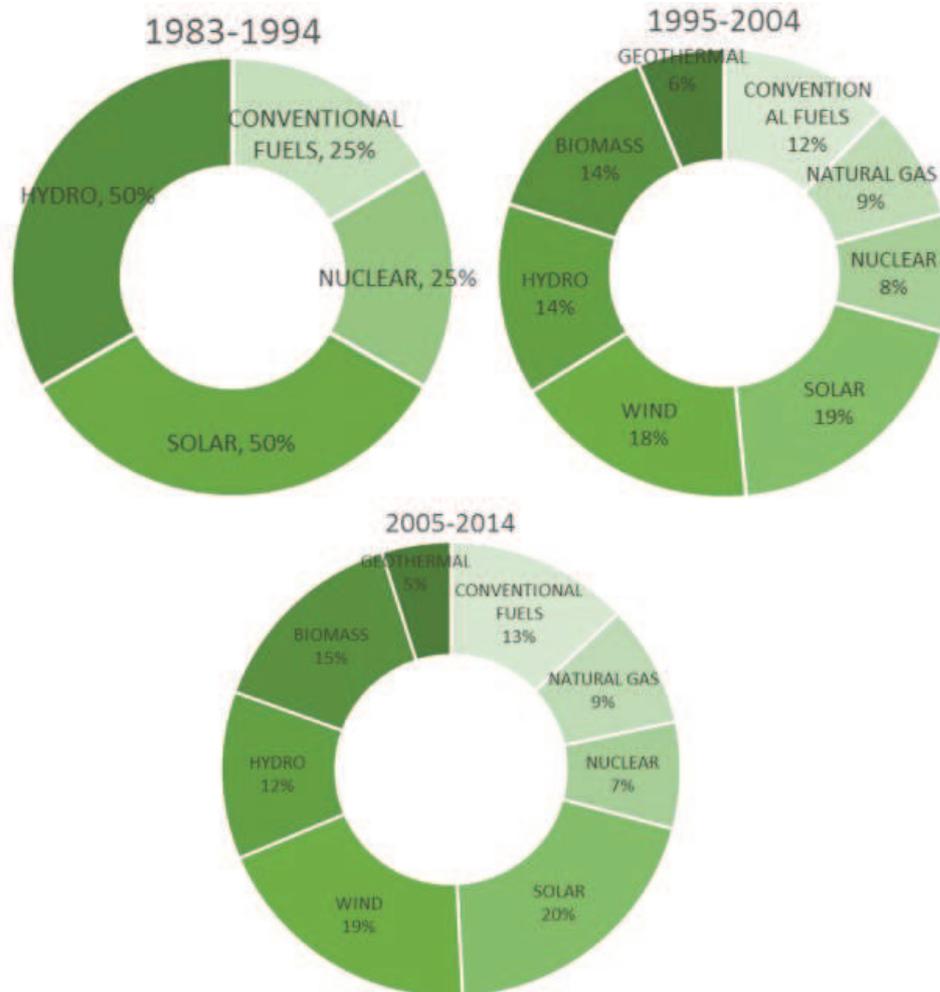


Fonte: Base de dados Scopus e Science Direct referente a julho de 2017.

No artigo de Strantzali e Aravossis (2016), o autor traz uma revisão a respeito de análises de decisão sobre energias renováveis e apresenta a Figura 3, que mostra a evolução do interesse acadêmico em relação ao tipo de fonte geradora de energia.

Ou seja, desde 2004 as fontes renováveis respondem por mais de 65% da pesquisa acadêmica, de acordo com a amostra de dados utilizada no artigo, sendo que as fontes eólica e biomassa nem sequer tinham relevância até 1994. O crescimento do interesse acadêmico vem conjuntamente ao aumento da participação dessas fontes na matriz energética brasileira (MME, 2016). Apesar dos benefícios que uma matriz renovável e limpa traz para a sociedade, a participação mais relevante das fontes não convencionais na matriz elétrica brasileira contribui para redução da capacidade de armazenamento do setor elétrico (CAVADOS, 2015). Portanto, o país perde em termos relativos de capacidade de armazenamento e flexibilidade de despacho, e conseqüentemente se torna mais vulnerável à variabilidade intrínseca de cada fonte geradora. A variabilidade na geração impacta em diferentes aspectos no sistema elétrico, sendo que a diversificação e a combinação de um portfólio complementar podem ser estratégias para redução da variabilidade global e por conseguinte dos riscos globais (CUCCHIELLA; GASTALDI; TROSINI, 2016). Ao combinar fontes diferentes ou até mesmo fontes semelhantes em localizações diferentes, é possível mitigar os riscos de déficit no suprimento sob a perspectiva de um agente institucional, ou os riscos de mercado sob a ótica de um investidor (MAIER; STREET;

Figura 3: Pesquisas por tipo de fonte com base no artigo “*Decision making in renewable energy investments: A review*”



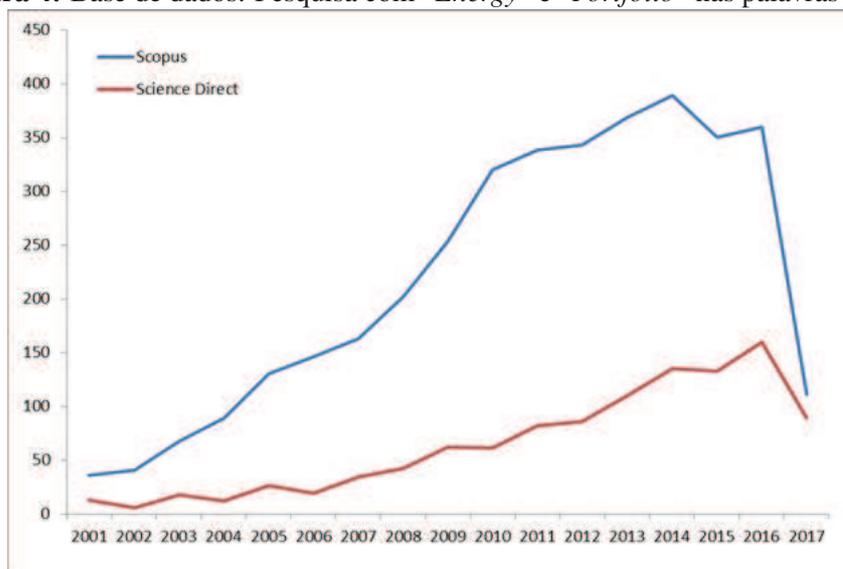
Fonte: (STRANTZALI; ARAVOSSIS, 2016)

MCKINNON, 2016).

O estudo acadêmico desse tema também cresceu nos últimos anos, como é mostrado na Figura 4 referente à pesquisa bibliográfica, utilizando as palavras chave “*energy*” e “*portfolio*”, nas bases de dados *Scopus* e *Science Direct*. A pesquisa utilizou os termos em “palavras-chave”, “títulos” e “resumos” nas respectivas bases de dados. O aumento de interesse pelo tema também é evidenciado quando se acrescenta a palavra-chave “*Investments*”, conforme é visualizado na Figura 5.

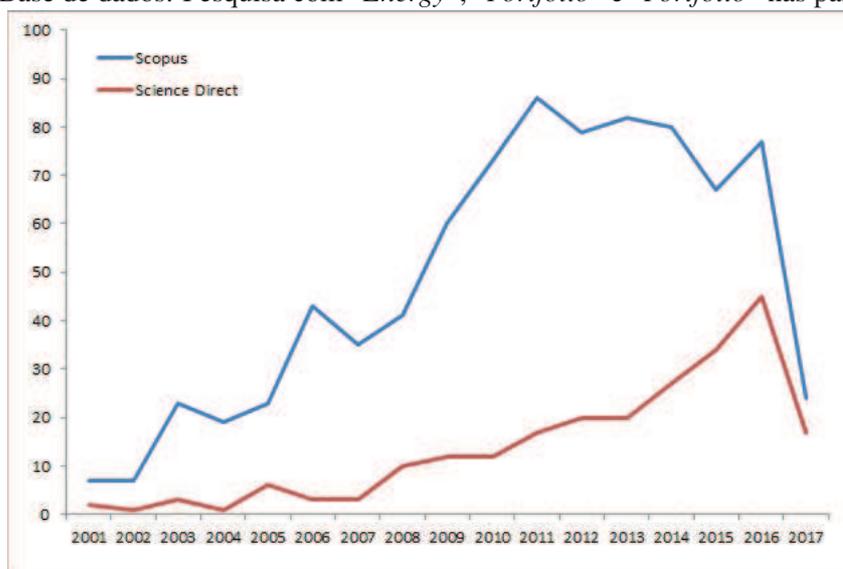
Por lógica, o aumento da geração a partir de fontes renováveis acarreta uma maior diversificação do portfólio energético e implica na necessidade de analisar não somente uma determinada fonte ou impacto, mas sim uma avaliação do portfólio como um todo. Markowitz (1952) definiu portfólio eficiente de ativos financeiros como aquele capaz de atingir o menor risco possível para um dado grau de retorno esperado, ou que alcança o maior retorno esperado para um dado nível de aversão ao risco. Em outras palavras, o autor sugere que investidores buscam eficiência nos seus investimentos, são avessos ao risco e procuram investimentos próxi-

Figura 4: Base de dados: Pesquisa com “Energy” e “Portfolio” nas palavras chave.



Fonte: Base de dados Scopus e Science Direct

Figura 5: Base de dados: Pesquisa com “Energy”, “Portfolio” e “Portfolio” nas palavras chave.



Fonte: Base de dados Scopus e Science Direct

mos da fronteira eficiente entre risco e retorno. Por consequência, o portfólio de investimentos é dependente da função de risco-retorno adotada pelo investidor (ELBANNAN, 2014). A teoria financeira divide o risco em duas componentes:

1. Risco não sistemático ou risco diversificável: Afeta os preços de um ativo ou tipo de ativo.
2. Risco sistemático: Afeta todos os ativos.

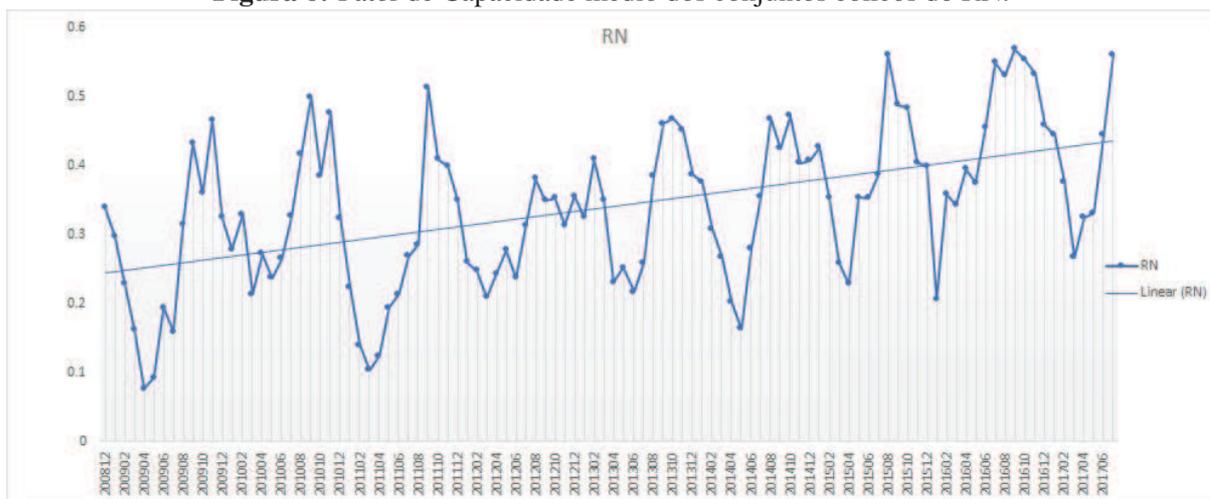
O primeira componente do risco pode ser reduzida através da diversificação. Quando um portfólio se encontra na fronteira eficiente, o risco não sistemático é eliminado através da diver-

sificação e o risco de mercado (desvio padrão) é igual ao risco sistemático (CUCCHIELLA; GASTALDI; TROSINI, 2016).

Sob a perspectiva do sistema elétrico, a diversificação da matriz energética tem um papel fundamental para redução dos riscos de déficit, que no caso brasileiro está atrelado às afluições dos rios e nível dos reservatórios. Já sob a ótica do investidor, representado pelas empresas do setor, a diversificação tem um papel diferente. No setor elétrico brasileiro, a empresa geradora está limitada a comprometer-se comercialmente sua geração de acordo com sua Garantia Física, que de um modo simples representa o lastro de capacidade assegurada, a qual limita a comercialização do parque gerador (CAMARGO, 2015). Porém, devido à variabilidade na geração que é característica das fontes renováveis sem capacidade de armazenamento, a geração apresenta diferenças tanto positivas quanto negativas em relação ao que foi comercializado e gerado. Essas diferenças devem ser liquidadas no mercado de energia pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças, PLD, cujo valor é baixo na maior parte do histórico. Todavia, em momentos de escassez de recursos hídricos, podem ocorrer picos no preço (PASSOS, 2015) que podem impactar negativamente no resultado financeiro das empresas geradoras. A Seção 2.1.2 detalha o PLD e sua influência na receita da empresa geradora de energia elétrica.

Não obstante, a intermitência da geração presente nas fontes renováveis e os riscos de exposição financeira devido aos picos do PLD, o fator de capacidade médio dessas tecnologias tem contribuído para a viabilização financeira desses projetos. Um exemplo disso é apresentado pela Figura 6, que mostra o fator de capacidade médio dos conjuntos eólicos do Rio Grande do Norte nos últimos anos. Os ganhos de eficiência das tecnologias melhoraram o desempenho de

Figura 6: Fator de Capacidade médio dos conjuntos eólicos do RN.



Fonte: Elaborado pelo autor com base nos boletins eólicos do ONS (2018b).

geração dos conjuntos eólicos como evidencia o gráfico e a curva de tendência, porém ainda existe um forte comportamento sazonal na curva de geração. Tal comportamento gera riscos ao gerador, onde se requer formas de mitigar possíveis perdas financeiras com as diferenças entre os volumes negociados e efetivamente gerados. Conforme explanado, a diversificação

do portfólio é uma forma de mitigação, que aliada à redução dos custos com os ganhos de escala e a melhoria na eficiência podem alavancar o aumento do uso de fontes renováveis não convencionais na matriz elétrica da nação.

Diante do exposto, pode-se afirmar que o problema de pesquisa possui característica de generalidade, pois o contexto está presente em todas as empresas do setor elétrico. Evidentemente, determinados aspectos do trabalho se limitam ao país de estudo, dado que cada país possui suas leis e normas regulatórias. O trabalho também confere as características de relevância, pois trata de um problema atual debatido nos âmbitos acadêmicos, empresariais e político-regulatórios, e de utilidade, dado o papel que a energia elétrica tem na sociedade moderna e a necessidade de novos investimentos tanto para atendimento à carga futura como para redução da dependência de combustíveis fósseis.

1.5 Delimitações

Não faz parte do escopo do trabalho analisar unidades geradoras de energia provenientes do lado da demanda, como micro e minigeradoras de energia distribuída. O escopo se delimita a analisar somente investimentos em fontes renováveis não convencionais conectadas na rede básica. Portanto, também não é abordada a possibilidade de investimento em usinas térmicas com base em combustíveis fósseis ou grandes usinas hidrelétricas.

O trabalho não se propõe a analisar de forma crítica as políticas regulatórias e tributárias, bem como qualquer política pública voltada para o setor de energia. Entretanto, toda norma regulatória que tem impacto no problema de pesquisa é analisada e incluída no modelo de decisão.

O fim acadêmico do trabalho implica em simplificações do modelo, principalmente no que tange os aspectos financeiros da avaliação, como forma de focar nos pontos mais relevantes para o trabalho. Cada delimitação ou simplificação da realidade é exposta na respectiva seção.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Investimentos em Geração de Energia Elétrica no Brasil

2.1.1 Setor Elétrico Brasileiro

A partir da década de 1990, ao buscar eficiência e autonomia econômica, o setor elétrico mundial passou por reformas buscando retirar a presença do Estado no controle físico do setor. O resultado dessas reformas, às quais aconteceram também no Brasil, foram a separação dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, sendo então gerenciados de forma separada (ABRADEE, 2017). No ano de 1993, o setor elétrico brasileiro iniciou a primeira grande reforma com a publicação da lei nº8.631/1993, que criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, por exemplo. Já em 1995, criou-se os conceitos de Produtor Independente de energia e consumidor livre (LACORTE, 2012). Em 16 de março de 2004, com a publicação da lei nº 10.848, se iniciou a segunda grande reforma do setor e que está vigente desde então.

O atual modelo regulatório do setor elétrico busca três principais objetivos (ONS, 2017a):

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

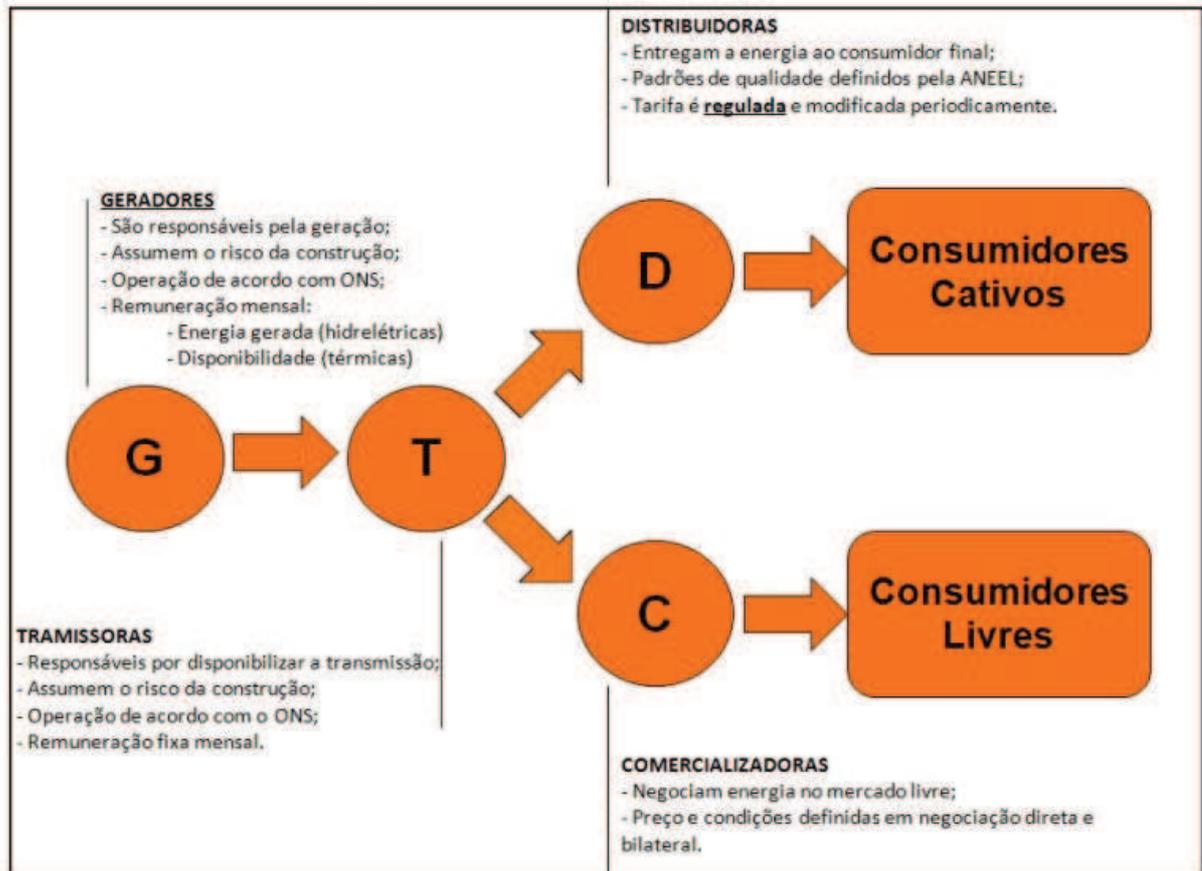
Para atingir tais objetivos, a regulação em vigor tornou os mercados de geração e transmissão competitivos, onde ambos são operados por agentes independentes, privados ou estatais, que concorrem através de leilões realizados pela ANEEL - Agência Nacional do Sistema Elétrico. Esses leilões ocorrem tanto para construção de novas usinas de geração como de novas infraestruturas transmissoras (CAVADOS, 2015). Já a distribuição de energia funciona sob o regime de concessões, onde a distribuidora opera numa determinada área monopolista e trabalha através da chamada “regulação por incentivos”. A Figura 7 representa o modelo vigente de modo simplificado.

Os agentes do setor podem ser divididos em dois grupos, segundo Tolmasquim (2011):

- Agentes Institucionais;
- Agentes Econômicos.

Os agentes institucionais são aqueles que regulam, planejam, fiscalizam e desenvolvem políticas voltadas para o setor. Já os agentes econômicos são aqueles que efetivamente exercem as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Os agentes institucionais mais importantes para o entendimento do problema de pesquisa são representados pela Figura 8 e explanados nos itens (LACORTE, 2012):

Figura 7: Modelo do Setor Elétrico Vigente



Fonte: (CAVADOS, 2015)

Figura 8: Representação do papel dos três agentes institucionais.



Fonte: Adaptação apresentação institucional de empresa de energia.

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: Responsável pelas atividades regulatórias do setor.
- CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos. Sua função é a viabilização e controle das atividades de comercialização de energia elétrica nos ambientes regulado e livre.

- ONS¹ - Operador Nacional do Sistema Elétrico: Pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, responsável pela operação do SIN, atuando diretamente com os agentes econômicos.

Do ponto de vista da demanda, os clientes possuem dois ambientes de comercialização de energia: Ambiente de Contratação Livre e Ambiente de Contratação Regulado. O Ambiente de Contratação Regulado, ACR, possui regras mais rígidas de modo a garantir a proteção dos menores consumidores. Nesse mercado, as distribuidoras de energia elétrica estimam sua carga e o suprimento da energia é realizado através de leilões de menor preço. Para a distribuidora, o preço da energia tem impacto nulo no seu resultado, ou seja, o preço da energia depende exclusivamente dos leilões e demais mecanismos de mercado. O critério de contratação é o de menor tarifa ofertada pelo vendedor até que toda a demanda informada pelas distribuidoras sejam atendidas, sendo que os vendedores de energia não possuem tal informação (LACORTE, 2012). Os leilões são realizados de modo a incentivar os geradores a ofertar o menor preço possível e assim buscar a modicidade tarifária (PASSOS, 2015). Já o Ambiente de Contratação Livre, chamado de ACL, todos os contratos de fornecimento de energia são negociados de forma bilateral. Ressaltando-se que esses contratos envolvem apenas o custo da energia elétrica e não incluem as demais componentes da tarifa. Esse ambiente de contratação não é acessível a todos os consumidores. Para ser livre, é necessário preencher alguns requisitos, que dependem basicamente da demanda de carga.

2.1.1.1 Despacho Centralizado e Formação do PLD

O Sistema Interligado Nacional, SIN, é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de geração por usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Suas dimensões continentais são interligadas por meio de linhas de transmissão que conferem a capacidade de intercambiar grandes blocos de carga e aproveitar os benefícios da hidroeletricidade e da diversidade dos regimes hidrológicos (ONS, 2018c). Na Figura 9 é possível visualizar o mapa com o unifilar simplificado e ter noção da sua dimensão.

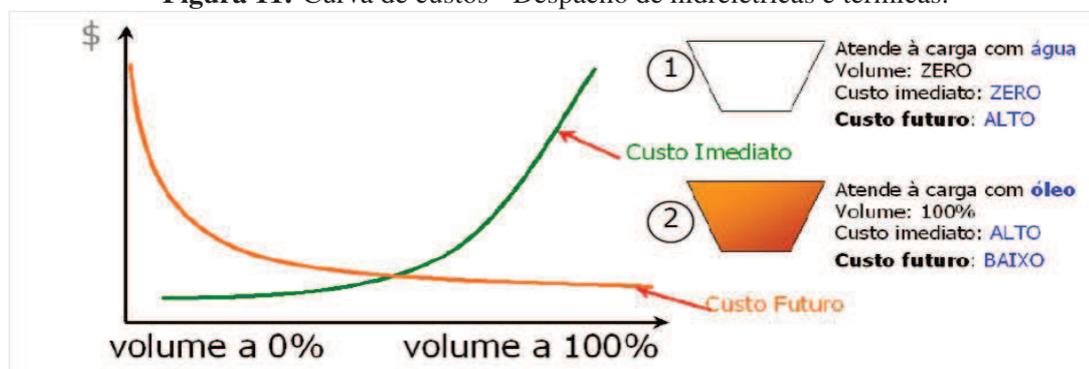
A carga conectada ao SIN é atendida na sua maior parte pela hidroeletricidade, tal que nos últimos anos representou mais de 60% da geração. A capacidade de geração de energia elétrica no Brasil é composta na sua maioria por usinas despacháveis (hidrelétricas com reservatórios ou térmicas), que são conectadas a rede básica². O despacho dessas usinas é decidido de forma centralizada, ou seja, o ONS define quanto cada usina irá gerar em cada período de tempo.

¹ Segundo o site institucional do ONS, o seu objetivo como coordenador do SIN é a necessidade de coordenação sistêmica, com vistas a assegurar ganhos sinérgicos para o conjunto da sociedade brasileira, ou seja: que a energia chegue a todos os consumidores com segurança, de forma contínua, com qualidade e a preços módicos.

² Integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões (ONS, 2017c)

A definição do despacho pelo ONS se dá através da utilização de modelos matemáticos desenvolvidos pela Cepel³ que utilizam programação dinâmica dual estocástica (LACORTE, 2012). O ONS dispõe de modelos computacionais para três etapas de planejamento, que são divididos da seguinte forma (CCEE, 2018): DESSEM, modelo computacional utilizado na programação diária; DECOMP, modelo utilizado no curto prazo; NEWAVE, modelo utilizado para o médio prazo. O planejamento da operação é realizado para um período futuro de cinco anos, baseado no maior período seco histórico (CCEE, 2018). Os modelos têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o uso da água no presente e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos de economia esperada da utilização de combustíveis. Na Figura 11, é possível visualizar a representação da curva de custos referente ao dilema do operador.

Figura 11: Curva de custos - Despacho de hidrelétricas e térmicas.



Fonte: CCEE (2018).

Por consequência, o modelo busca o ponto de equilíbrio de dois fatores (CCEE, 2017a):

- Despachar energia através das hidrelétricas, que implica no menor custo de energia no presente, porém no maior risco de déficit futuro;
- Despachar energia gerada pelas térmicas, que implicam no menor risco de déficit futuro, contudo no maior custo de energia presente.

A operação de despacho define o chamado Custo Marginal de Operação - CMO - que significa o custo unitário da térmica mais cara despachada pelo modelo seguindo um critério de ordem de mérito. O cálculo considera as condições hidrológicas, a demanda de energia prevista, os preços dos combustíveis, o custo de déficit, a entrada de novos geradores no sistema e a eventual indisponibilidade de algum gerador. A partir do CMO é, então, definido o PLD - Preço de Liquidação das Diferenças. Entretanto, o PLD, diferentemente do CMO, possui patamares mínimo e máximo pré estabelecidos, e não considera as restrições de transmissão dentro de cada

³Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica: Pertence as empresas da Eletrobras e realiza pesquisas aplicadas em sistemas e equipamentos elétricos, visando à concepção e ao fornecimento de soluções tecnológicas especialmente voltadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil (CEPEL, 2017).

submercado e a geração de usinas em testes. O modelo de cálculo do PLD trata a energia gerada em cada submercado como igualmente disponível em qualquer ponto dentro dele e considera apenas as restrições de transmissão entre os submercados (limites de intercâmbios) (CCEE, 2017b).

O PLD é o preço utilizado para liquidar as diferenças no mercado *spot* e é dado em R\$/MWh que varia por submercado e patamar de carga. O preço serve como referência para contratação de energia no mercado. Devido à predominância da hidroeletricidade na matriz energética brasileira, o PLD apresentou valores baixos durante boa parte do seu histórico. Entretanto, a dependência do regime pluvial acarreta em incertezas ao investidor no que tange aos preços futuros. O investidor costuma comprometer-se em contratos de longo prazo, que podem chegar a 30 anos de abastecimento. Durante esse período, ele se compromete a liquidar as diferenças no Mercado de Curto Prazo, MCP. Isso significa que em períodos de escassez, o gerador fica exposto ao preço do PLD, que também é comprometido pelas variações climáticas. Essas incertezas implicam em dificuldade de prever os valores futuros e consequentemente comprometem a avaliação do investimento (VALLIM; DUTRA; JÚNIOR, 2016; PASSOS, 2015).

Dada as incertezas inerentes ao setor de geração, o órgão regulador criou mecanismos para compensar essas diferenças e reduzir o risco para os agentes. Esses mecanismos buscam minimizar os riscos envolvidos de forma a compensar as diferenças entre os submercados e aproveitar as variabilidades negativamente correlacionadas entre as diferentes regiões. O Mecanismo de Realocação de Energia, MRE, é o mais importante e afeta diretamente as usinas hidrelétricas e os preços no MCP.

O MRE é um importante mecanismo regulatório que objetiva diminuir a exposição dos geradores ao mercado de curto prazo, sendo ele aplicado somente às usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS. A participação é obrigatória para UHE's acima de 30 MW de potência e opcional para PCH's (LACORTE, 2012). O MRE realoca o excedente de energia gerada acima da Garantia Física, GF, para outras usinas que geraram abaixo da sua garantia, sendo que essa realocação acontece prioritariamente dentro do mesmo submercado, e em caso de ainda haver excedente, é então realocada para outros submercados. Em outras palavras, o mais importante não é o que uma UHE gerou individualmente, mas sim qual foi a geração total do sistema em relação ao somatório de suas garantias físicas. Alguns fatores podem ser elencados do porquê foi criado tal mecanismo:

- Como o montante gerado é definido pelo ONS, possivelmente existiria conflitos de interesse caso não existisse o MRE;
- Existência de várias usinas localizadas em cascata nos mesmos rios e afluentes. Nessa condição, a operação otimizada para uma usina não corresponde à operação otimizada de todo o sistema gerador (CCEE, 2017c);
- Sazonalidade entre as diferentes regiões no país e oposição de períodos secos e úmidos (CCEE, 2017c).

2.1.2 Receitas e Custos do Gerador de Energia

No Brasil, a receita do gerador vem basicamente da venda de energia no mercado de energia, seja no ambiente regulado ou livre, e também oriundo da liquidação das diferenças no mercado *spot*. Camargo (2015) apresenta em seu trabalho os tipos de formação de contratos no mercado de energia, sendo que o presente trabalho trata apenas de contratos por quantidade (existem leilões de energia por disponibilidade também). Nesse tipo de contratação, os riscos são assumidos totalmente pelo gerador, sendo ele o total responsável pelo fornecimento da energia contratada. Quando existem diferenças da energia produzida e contratada, esses valores são liquidados no MCP pelo valor do PLD, dado semanalmente por submercado e por patamar de carga. Entretanto, a energia gerada pelas UHE's pertencentes ao MRE seguem um formato de liquidação diferenciado.

Para entendimento do funcionamento do MCP para as UHE's, se apresenta um exemplo didático onde o conjunto de hidrelétricas gerou acima do somatório de todas as suas GF's. A receita do gerador, então, será a energia negociada limitada a sua GF, e a energia vendida ao PLD, que foi distribuída entre as usinas proporcionalmente a cada GF. Já os custos estão relacionados à operação da usina e às diferenças pagas através do MRE (valor muito inferior ao que normalmente é negociado no mercado de energia). A diferença entre a receita menos os custos dará o resultado da operação, sendo esse exemplo esquematizado na Figura 12. Ou seja,

Figura 12: Exemplo quando o sistema gera mais que a soma das GF's.



Fonte: Elaborado pelo autor.

no exemplo é possível que a usina tenha gerado menos que sua GF, mas mesmo assim tenha obtido uma receita adicional de venda de energia no mercado *spot*.

Entretanto, o oposto pode ser verdadeiro. Considere o caso onde o sistema gerou menos que o somatório de todas as GF's. Então, o gerador foi obrigado a liquidar a diferença que havia contratado no mercado de curto prazo ao PLD. Esse exemplo é mostrado na Figura 13. O GSF - *Generation Scaling Factor* - que aparece na Figura 13 é a relação entre o volume de energia

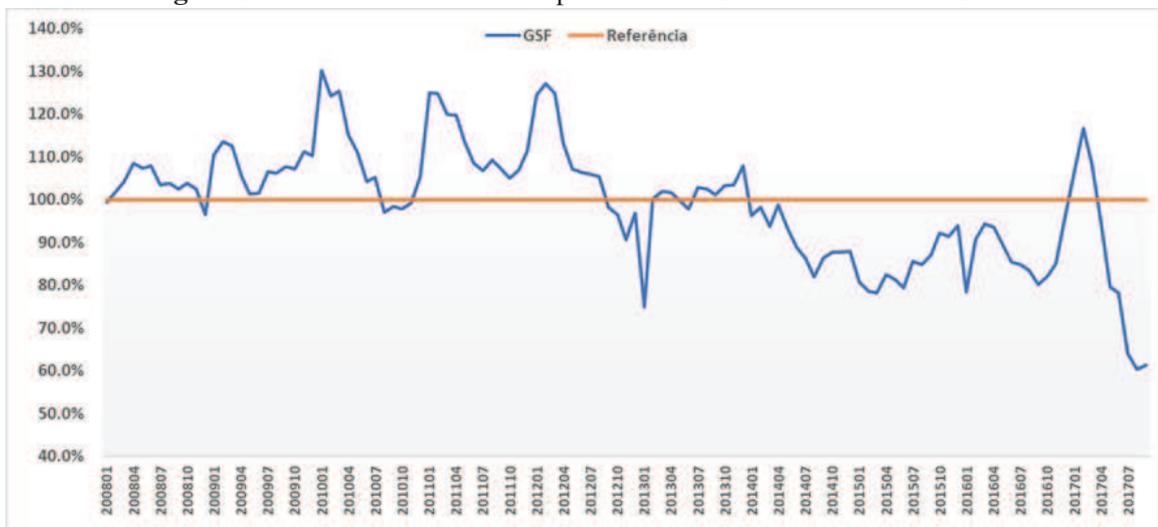
Figura 13: Exemplo quando o sistema gera menos que a soma das GF's.



Fonte: Elaborado pelo autor.

efetivamente gerado pelo MRE e a GF total das usinas participantes do mecanismo (ABESCO, 2017). Portanto, é possível que o gerador injete na rede básica uma energia maior que sua GF e mesmo assim seja exposto ao PLD. Na Figura 14, são apresentados os valores médios mensais do GSF de 2008 até setembro de 2017. O *GSF* do período deixa claro que a partir de

Figura 14: *GSF* médio mensal do período entre 2008 e setembro de 2017.

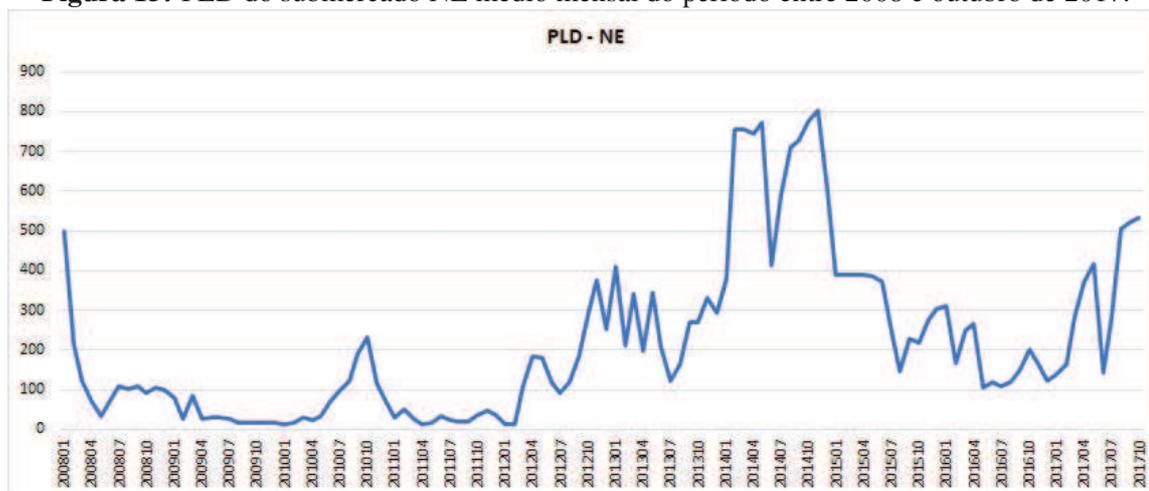


Fonte: CCEE (2017c)

2012 iniciou-se um período de baixa afluência dos rios, a qual acarretou em grandes impactos financeiros nas geradoras. Esse cenário de incertezas tem influência direta na estratégia de comercialização das empresas geradoras. Outro agravante à exposição indevida ao PLD nos momentos de escassez hídrica é justamente a correlação negativa que existe entre o *GSF* e os preços de liquidação (PASSOS, 2015). Isso torna-se evidente ao avaliar o gráfico histórico do PLD da região Nordeste nos períodos entre 2008 e 2017, apresentado na Figura 15.

Ao avaliar os gráficos representados pelas Figuras 14 e 15, pode-se verificar os fortes im-

Figura 15: PLD do submercado NE médio mensal do período entre 2008 e outubro de 2017.



Fonte: CCEE (2017c)

pactos financeiros durante esse período, onde o PLD chegou ao patamar acima dos 800 reais o MWh, sendo tal valor superior a 4 vezes o preço médio negociado.

Além dos custos relacionados à exposição negativa no MCP, o gerador possui os custos de geração de energia. USP (2018) apresenta os principais custos de geração de energia:

- Custo de investimento.
- Custos de Operação e Manutenção.
- Custos com combustíveis.
- Custo de Conexão na rede básica.
- Custos de uso da Rede de Transmissão.

Os custos de investimento podem ser modelados através do Custo Anual Equivalente, CAE, o qual é uma maneira de equalizar os custos de investimento ao longo da vida útil do empreendimento (TAMASHIRO, 2014) Basicamente, o CAE depende da vida útil do empreendimento, do custo de capital, do desembolso financeiro durante o projeto ou aquisição (CAMARGO et al., 2016). Os demais custos fazem parte da operação da usina e dependem basicamente das condições e características da unidade geradora e de sua localização. A tributação e possíveis encargos são omitidos nesse trabalho, apesar do impacto que costumam ter no país.

2.1.3 Investimentos em Energia Renovável

Independente do setor, empresas continuamente precisam decidir como investir seu capital (BIERMAN JR; SMIDT, 2012), com o objetivo de criar ou explorar oportunidades de retornos futuros (DIXIT; PINDYCK, 1995) . Ao tratar do setor de energia, investimentos em uni-

dades geradoras normalmente apresentam longos períodos de amortização, custos irrecuperáveis (*sunk costs*) (CHASSOT; HAMPL; WÜSTENHAGEN, 2014) e requerem capital intensivo (OLMOS; RUESTER; LIONG, 2012). Devido ao longo tempo de construção e amortização, as decisões precisam ser baseadas em expectativas de fluxos de caixa (PEREIRA; SARAIVA, 2010). Contudo, estimar esses valores é uma tarefa difícil, pois o fluxo de caixa é afetado por alto grau de incerteza, volatilidade e uma série de riscos (PEREIRA; SARAIVA, 2010). Não obstante, a tomada de decisão também envolve aspectos intangíveis como reputação da empresa, pressão política e social, ainda assim os fatores financeiros se mantêm como a principal preocupação do investidor (FINANCE, 2012). Finance (2012) apresenta as principais considerações financeiras para a tomada de decisão em energia renovável com base em diferentes indicadores, como exemplo:

- Retorno financeiro: Retorno esperado dos ativos.
- Riscos financeiros: Volatilidade, *Value-at-risk* e outras métricas de risco.
- Diversificação dos ativos: Correlação negativa (ou positiva) dos ativos em relação aos demais.
- Riscos de Longo prazo: Riscos sistemáticos ou eventos incomuns, como desastres naturais.
- Internalização de externalidades: Alterações regulatórias, políticas ou tributárias.

O retorno financeiro do projeto é o foco de atenção da empresa, onde os demais itens são fatores que podem afetar essa variável. Ao tratar-se dos riscos de investir em energia renovável, Christensen e Hain (2017) os dividem em quatro principais fatores:

1. Riscos específicos do projeto;
2. Risco de mercado;
3. Riscos relacionados à tecnologia;
4. Riscos regulatórios ou políticos.

Riscos relacionados aos projetos e às tecnologias de energia renovável são estímulos para as empresas se especializarem em determinados tipos de negócios. A especialização objetiva mitigar os efeitos negativos que a deficiência de informações sobre o futuro acarretam ao investidor (CHRISTENSEN; HAIN, 2017). Outro ponto a afetar a decisão está relacionado ao ambiente regulatório do país (GATZERT; VOGL, 2016), onde os riscos regulatórios são os principais influenciadores no custo de capital do investimento (ANGELOPOULOS et al., 2017). Já o risco de mercado e a diversificação dos ativos estão intimamente ligados, pois ao diversificar o portfólio é possível aproveitar a correlação negativa entre as fontes geradoras (MEĐIMOREC;

TOMŠIĆ, 2015) e obter uma menor exposição no mercado de energia nos momentos onde geradores isolados estão com fator de capacidade abaixo da Garantia Física (RAMOS et al., 2013).

2.2 Modelagem Matemática para Gestão de Portfólio e Riscos

2.2.1 Teoria do Portfólio no Setor Elétrico

Markowitz (1952) apresentou no seu trabalho, que ficou conhecido como precursor da Teoria Moderna do Portfólio, o conceito de portfólio eficiente. Um portfólio eficiente significa aquele capaz de entregar um máximo retorno para determinado nível de risco ou um mínimo risco para um determinado nível de retorno (RABIN, 2003). Para o autor, o processo de seleção de uma carteira ocorre em duas etapas (MIGUEL, 2016):

1. Início através da observação e experiência do investidor e é finalizada com as expectativas sobre o desempenho futuro dos títulos.
2. Efetivamente a seleção da carteira.

A análise de média-variância, proposta em Markowitz (1952), trata apenas da segunda etapa e é baseada em alguns pressupostos que são necessários para sua aplicação (DEFUSCO et al., 2015), sendo que é relevante para esse trabalho citar dois:

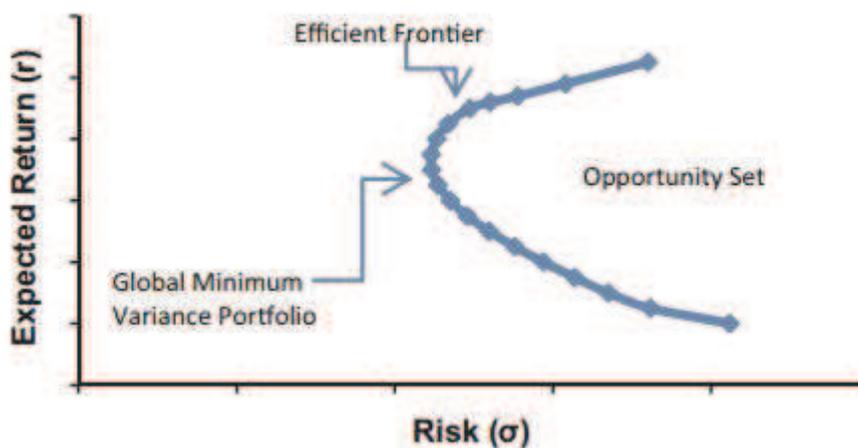
- Todos os investidores são avessos ao risco, então eles preferem menos risco para o mesmo nível de retorno esperado.
- Investidores possuem informações a respeito dos retornos esperados, variâncias e covariâncias de todos ativos.

A Figura 16, representa um exemplo de fronteira eficiente, onde os eixos representam o retorno esperado e o risco associado ao portfólio. Basicamente, a parte da curva superior ao ponto de menor risco representa a curva eficiente onde cada posição no portfólio haverá um *trade-off* entre menor risco e menor retorno ou maior risco e maior retorno.

A ideia de diversificar o risco foi uma grande mudança de paradigma quando lançada, pois o pensamento dominante da época defendia uma concentração dos investimentos em ativos que ofereciam os maiores retornos esperados, sendo essa considerada a melhor estratégia de alocação (MIGUEL, 2016). O conceito de diversificar o portfólio de modo a reduzir o risco global acabou saindo da área de finanças e indo para outras áreas, como o setor de planejamento energético.

O planejamento da matriz elétrica do país possui importância fundamental, pois não importa apenas produzir energia, mas sim como a energia elétrica deve ser produzida num horizonte de médio e longo prazo (CALVO-SILVOSA et al., 2017). O custo de produção não é o único

Figura 16: Curva eficiente entre risco e retorno esperado.



Fonte: (GÖKGÖZ; ATMACA, 2012)

fator relevante, outros fatores como dependência de recursos, segurança e confiabilidade de suprimento, impactos sociais e ambientais de cada alternativa tecnológica são fatores preponderantes no planejamento também (DINCER, 2000). Tais fatores reforçam a necessidade da diversificação de fontes energéticas. É possível tratar tal problema de diferentes formas, como:

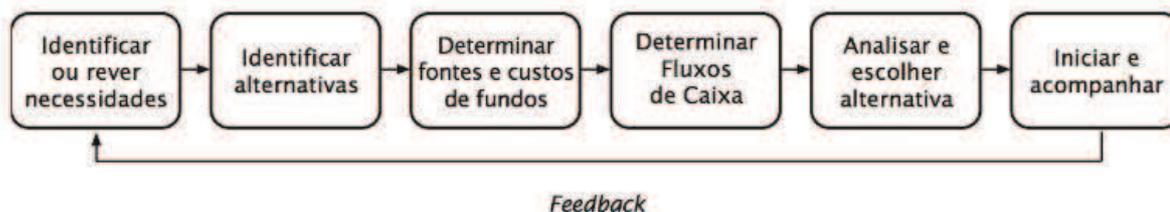
1. Encontrar os locais geográficos ótimos para instalação de fontes renováveis, de modo a maximizar a eficiência (FRANCÉS; MARÍN-QUEMADA; GONZÁLEZ, 2013);
2. Planejamento energético entendido como um problema de seleção de investimentos (AWERBUCH, 2006);
3. Planejamento de longo prazo considerando fatores de segurança de suprimento, sustentabilidade e competitividade (HICKEY; CARLSON; LOOMIS, 2010).

2.2.2 Técnicas de Análise de Investimentos de Capital

Primeiramente, define-se investimento de capital, de acordo com HASTINGS (2013), como sendo alocação monetária, em determinado período de tempo, com o objetivo de agregar valores monetários em períodos posteriores, através da exploração dos recursos adquiridos pelo investimento realizado. Qualquer processo decisório de investimento de capital deve efetivamente considerar quatro fatores básicos (BIERMAN JR; SMIDT, 2012):

1. O valor no tempo do dinheiro ou recurso;
2. Os riscos envolvidos;
3. Alternativas de investimentos;
4. Oportunidades futuras.

Figura 17: Fluxograma da análise de decisão de um investimento de capital.



Fonte: (HASTINGS, 2013)

É possível representar o processo decisório através da esquematização da Figura 17.

Existem na literatura diversos métodos de avaliação de investimentos. Para fins de elucidação e base conceitual do presente trabalho, são apresentados alguns procedimentos de análise muito comuns (HASTINGS, 2013):

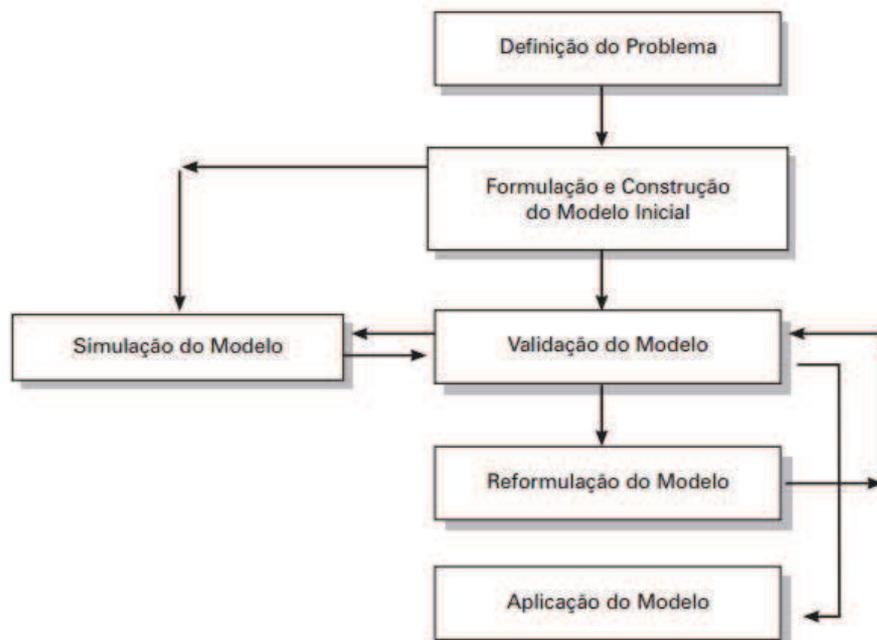
1. *Pay-back* Simples: Basicamente avalia-se em quanto tempo o valor original investido será recuperado, através da soma simples dos fluxos de caixa a partir do início do projeto.
2. *Pay-back* Descontado: Fundamentalmente semelhante ao anterior. Porém, o fluxo de caixa futuro tem seu valor “descontado” ao longo do tempo por uma taxa adequada de custo de capital.
3. Valor Presente Líquido (VPL ou *Net Present Value* - NPV): Soma-se todos os fluxos de caixa futuros descontados para o presente por uma taxa adequada de custo de capital ou custo de oportunidade. O resultado do VPL será essa soma que indicará viabilidade no projeto, caso o valor final seja maior que zero.
4. Taxa Interna de Retorno (TIR): Indica a taxa de retorno intrínseca do investimento, ou seja, a taxa equivalente ao custo de capital que o projeto precisaria ter para possuir um VPL nulo. O projeto será viável quando a TIR for superior a taxa de custo de capital adotada.

Tempo e risco são dois fatores básicos que tornam esse processo financeiro complexo. As decisões tomadas hoje afetam os fluxos de caixa futuro e é necessário ao investidor formular uma decisão que considere os riscos e o valor no tempo. Frequentemente, a presença das incertezas significa ao gestor defrontar com diferentes alternativas de alocação do capital que significam *trade-offs* entre menos retorno e menos risco ou mais retorno e mais risco (BIERMAN JR; SMIDT, 2012)

2.2.3 Modelagens Matemáticas

O processo de modelagem matemática de um problema real poderia ser resumido, de forma simples, através da Figura 18. De acordo com Goldbarb e Luna (2005), a definição do problema

Figura 18: Fluxograma representativo do processo de modelagem matemática.



Fonte: (GOLDBARG; LUNA, 2005)

é uma das etapas mais importantes do processo e compreende o claro entendimento do desafio proposto. O problema deve ser representado por elementos palpáveis englobando objetivos, variáveis de controle e/ou decisão e níveis de detalhe.

É possível dividir a modelagem matemática em subáreas, sendo que podem-se citar (GOLDBARG; LUNA, 2005):

- Programação Linear: modelos de programação matemática, com variáveis contínuas e que apresentam comportamento linear, tanto em relação à função objetivo como às restrições.
- Programação Não-linear: modelo de programação matemática que possui qualquer tipo de não linearidade, tanto na função objetivo quanto nas restrições.
- Programação Inteira: constitui os modelos matemáticos onde as variáveis somente podem assumir valores inteiros.

De uma forma simples, um modelo de programação linear pode ser representado conforme sua forma canônica através da Equação (2.1). O problema consiste em, dados a matriz A e os vetores b e c , achar o vetor de variáveis contínuas x que satisfaça ao conjunto de restrições e

que otimize o valor do critério z (GOLDBARG; LUNA, 2005).

$$\begin{aligned}
 &\text{Otimizar } z = cx \\
 &\text{Sujeito a :} \\
 &\mathbf{A}x \leq b \\
 &x \geq 0
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Para resolução de um problema de programação linear contendo muitas variáveis, comumente utiliza-se o algoritmo *simplex*, o qual pode ser utilizado em resolução de problemas contendo milhares de variáveis e restrições (WINSTON; GOLDBERG, 2004).

Já em relação aos modelos de programação não-linear, é importante destacar o modelo de programação quadrática, que é uma abordagem para o problema de seleção do portfólio. Markowitz (1959) utilizou esse tipo de modelagem ao tratar o problema de seleção do portfólio de ativos financeiros. Para fins didáticos, considere o exemplo onde um investidor pode alocar uma quantidade de capital δ em n ativos, tal que o retorno do portfólio $E(r_p)$ será o retorno de cada ativo i , $E(r_i)$, ponderado pela participação no portfólio do ativo ω_i , conforme a Equação (2.2).

$$E(rp) = w_1E(r_1) + w_2E(r_2) \dots + w_nE(r_n) \tag{2.2}$$

Contudo, o retorno esperado está sujeito às incertezas ou riscos que podem ser expressas pela variância dos retornos de cada ativo. No caso onde o investidor deseja minimizar a variância σ_p^2 do seu portfólio, para um determinado nível de retorno, então a Equação (2.2) pode expressar uma restrição de um problema, cuja função objetivo pode ser expressa conforme a Equação (2.3) (WINSTON; GOLDBERG, 2004). Sendo Cov a co-variância entre os retornos dos ativos i e j .

$$\sigma_p^2 = w_1^2\sigma_1^2 + w_2^2\sigma_2^2 + w_3^2\sigma_3^2 \dots + w_n^2\sigma_n^2 + \sum_{i \neq j} w_i w_j Cov(i, j) \tag{2.3}$$

A Equação (2.3), evidencia que quando há uma co-variância negativa entre os ativos financeiros, o risco associado a variabilidade total do portfólio se reduz. O mesmo raciocínio é utilizado para problemas do setor de energia, onde fontes de energia podem se complementar através de suas co-variâncias, tal que o risco total de déficit, por exemplo, se reduz.

Quando trata-se de problemas de tomada de decisão no mundo real, a falta de informações é um empecilho comum em diferentes áreas da engenharia, economia, finanças. O setor energético não é uma exceção, quando se lida com mercado de energia tem-se variáveis incertas como preços, demanda e geração elétrica (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Esses são fatores que impulsionam a utilização de modelos de programação estocástica (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010), onde utilizam-se como alternativas a maximização ou minimização de valores esperados, sendo possível ainda aplicar métricas de risco associadas às variâncias (CAMARGO, 2015). Em programação estocástica, pode-se utilizar variáveis aleatórias contí-

nuas ou discretas, tal que no primeiro caso apenas problemas pequenos ou instâncias ilustrativas podem ser resolvidos de maneira computacionalmente eficiente. Por essa razão, normalmente trabalha-se em problemas reais com um número finito de variáveis aleatórias e saídas do modelo para tomada de decisão (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Esse número finito de variáveis pode ser expresso através de cenários, tal que essa representação cubra as realizações factíveis.

Em processos decisórios, a análise é realizada com base num horizonte de tempo, onde cada ponto no tempo é representado por um estágio. Para entendimento, considere um processo estocástico λ representado por um conjunto finito de cenários λ_ω . Assume-se dois vetores com variáveis de decisão x e y , os quais estão inseridos no problema. A decisão x é realizada antes do conhecimento do processo estocástico λ , enquanto y é determinado posteriormente à realização de λ_ω do processo estocástico λ representado pelo número de cenários ω . Portanto, y pode ser expresso como $y(x, \omega)$ e a decisão ocorre na sequência (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010; CAMARGO, 2015):

1. Decisão x é realizada.
2. O processo estocástico λ é feito.
3. Decisão $y(x, \omega)$ é concluída.

Ilustra-se esse problema através de um exemplo extraído de (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010), o qual trata de um mercado de energia diferente do brasileiro. Um consumidor tem sua demanda e os preços no mercado de energia incertos para a próxima semana. Por simplificação, tanto o preço como a demanda são constantes durante a semana seguinte. A Tabela 1 apresenta a probabilidade, a demanda e o preço referente a cada cenário. Além disso, o consumidor tem a opção de comprar via negociação bilateral 90 MW ao preço de \$45/MWh antes de saber qual será o preço e a demanda real. No primeiro estágio, o consumidor precisa decidir quanto irá negociar pela contratação bilateral e, no segundo estágio, as realizações considerando cada cenário de demanda/preço.

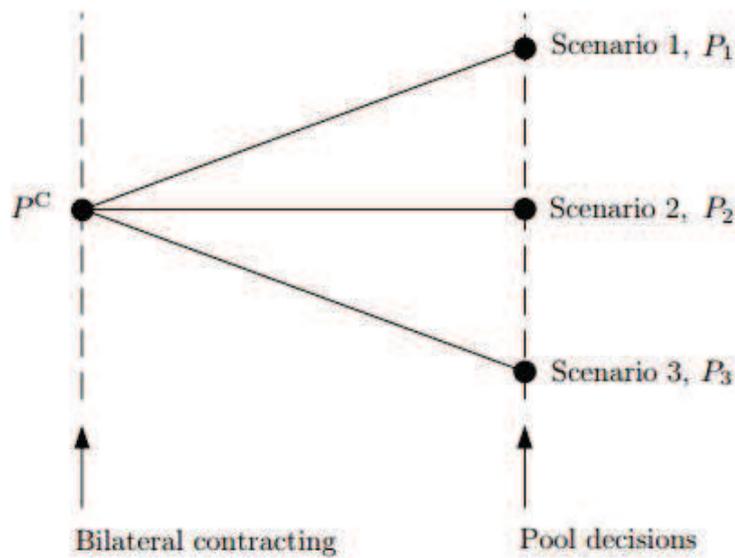
Tabela 1: Exemplo de problema de programação estocástica multiestágio

Cenário	Probabilidade	Demanda(MW)	Preço(\$/MW)
1	0,2	110	50
2	0,6	100	46
3	0,2	80	44

Fonte: Conejo, Carrión e Morales (2010)

A Figura 19 representa o processo de decisão em dois estágios realizados. A função de programação estocástica é representada através da função de minimização do custo esperado com a energia, cuja representação se dá na Equação (2.4) e as restrições na Equação (2.5).

Figura 19: Fluxograma representativo do processo de modelagem matemática.



Fonte: (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010)

$$\text{Min } C^s = 168 \times (45 \times P_C + 0.2 \times 50P_1 + 0.6 \times 46P_2 + 0.2 \times 44P_3) \quad (2.4)$$

Sujeito a:

$$P_C + P_1 \geq 110$$

$$P_C + P_2 \geq 100$$

$$P_C + P_3 \geq 80 \quad (2.5)$$

$$P_C \geq 0$$

$$P_C \leq 90$$

$$P_1, P_2, P_3 \leq 0$$

A solução desse problema então é $P_C = 80$, $P_1 = 30$, $P_2 = 20$, $P_3 = 0$, o que significa que o consumidor compra 80 MW na negociação bilateral e durante a semana compra 30, 20 ou 0 para o restante da demanda necessária a depender de qual cenário ocorrer.

2.2.4 Métodos de Aversão ao Risco

Aven (2016) interpreta o risco como sendo consequências negativas ou indesejadas advindas de atividades futuras. O autor sugere que sempre existe pelo menos um resultado negativo ou indesejado possível. De um modo qualitativo, Aven (2016) apresenta algumas definições:

1. Possibilidade de ocorrência infortuna.
2. Exposição a alguma perda.
3. Consequências de uma atividade associadas às incertezas.
4. Desvio de um valor de referência associado às incertezas.

Já Guide (2009) define risco sucintamente como sendo efeitos das incertezas no objetivo.

Medir ou descrever o risco é fundamental para fazer julgamentos sobre a magnitude do risco. A maneira que se descreve e entende o risco tem sérias implicações nas análises de decisão (AVEN, 2016). Existem diversos trabalhos na literatura associados às métricas de risco em finanças, negócios e pesquisa operacional. Pode-se citar como categoria mais recente as métricas de *Value at Risk* e *Conditional Value at Risk*.

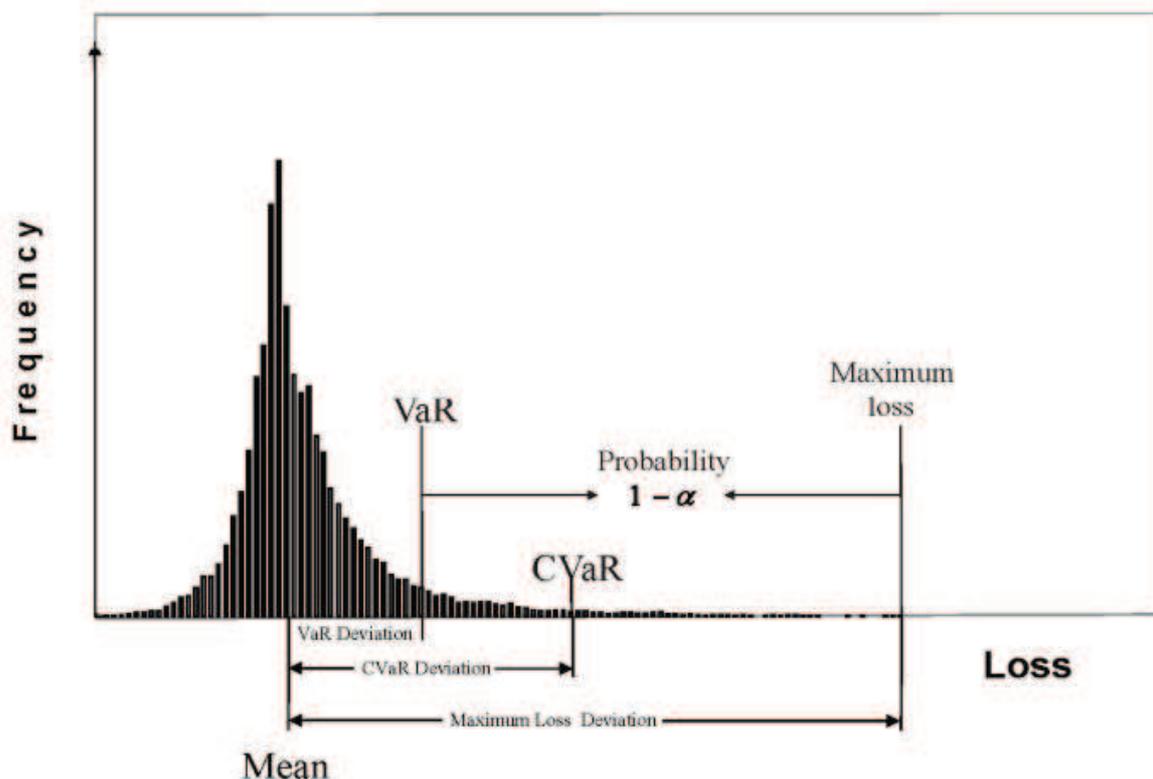
Value at Risk - VaR - é um dos conceitos mais importantes e utilizados na gestão de riscos por bancos e instituições financeiras no mundo (YANG, 2011). O VaR pode ser entendido como a estimativa do valor esperado da perda máxima (ou pior perda) de um portfólio num determinado horizonte de tempo, dentro de um dado intervalo de confiança, em condições de funcionamento normal de mercado. Por exemplo, se o VaR diário de um portfólio financeiro é de R\$ 30 milhões, com intervalo de confiança de 95%, então em 5% das ocorrências a perda esperada dessa carteira seria maior do que esse valor (TAMASHIRO, 2014). Para Souza et al. (2008), o método ficou popular devido a sua simplicidade, dado que ele é representado por apenas um número.

Apesar da grande popularidade do método, principalmente em aplicações no mercado financeiro, o VaR apresenta dificuldades em problemas de otimização quando o comportamento do retorno não apresenta comportamento normal ou log-normal (NATARAJAN; PACHAMANNOVA; SIM, 2009). Justamente por esse motivo, nos últimos anos o CVaR ganhou popularidade, pois apresenta propriedades atrativas em termos de cálculo computacional em relação ao VaR (STREET, 2010).

A literatura apresenta diversas aplicações do CVaR, também conhecido como *Expected Shortfall*, onde podem-se citar problemas de decisão de investimentos e composição de portfólio, e pesquisas relacionadas ao mercado de energia (STREET, 2010). De acordo com Street (2010), dois trabalhos foram essenciais para a evolução da aplicação do método. O primeiro, de Artzner et al. (1999), que definiu os quatro axiomas necessários para uma métrica de risco ser considerada “coerente” (termo utilizado pelo autor), sendo que o CVaR atende os quatro

axiomas e o VaR não (NATARAJAN; PACHAMANOVA; SIM, 2009). O segundo, por Rockafellar e Uryasev (2000), que introduziu uma formulação eficiente para o CVaR de modo a transformá-lo num problema de programação linear. Para elucidar a relação entre VaR e CVaR, a Figura 20 mostra essa interação.

Figura 20: Representação da relação entre VaR e CVaR.



Fonte: (URYASEV et al., 2010)

Ou seja, para um dado nível de probabilidade α , o valor referente a α -VaR do portfólio representa uma perda σ , tal que com uma probabilidade α o portfólio não terá uma perda superior a σ . Enquanto α -CVaR significa a expectativa de perda acima de σ . Portanto, por definição a perda associada a α -VaR nunca será maior que a perda associada a α -CVaR, o que garante que valores pequenos de CVaR implicam em valores pequenos de VaR (ROCKAFELLAR; URYASEV, 2000). Na literatura e tratamento de problemas, comumente são utilizados valores de 0,9, 0,95 e 0,99 como α (ROCKAFELLAR; URYASEV, 2000).

2.3 Análise de Decisão em Energias Renováveis

Existem diversas abordagens na literatura acadêmica a respeito do tema de tomada de decisão para investimentos em geração de energia renovável. Iniciou-se a pesquisa na área por volta da década de 1970, intensificada pela crise do petróleo (STRANTZALI; ARAVOSSIS, 2016). Basicamente, as pesquisas sobre o problema de planejamento do setor elétrico se propunham a encontrar as melhores opções de suprimento com os menores custos financeiros (MEIER; MUBAYI, 1983). O tratamento do problema, considerando como único critério o custo financeiro, era a abordagem mais utilizada para o problema de planejamento energético (AWERBUCH, 2006). Em síntese, essa metodologia busca avaliar cada opção energética e tecnológica disponível e decidir pelos ativos que representam o melhor resultado do coeficiente entre produção energética e custo produtivo (CALVO-SILVOSA et al., 2017).

O método tradicional foca em encontrar a alternativa de menor custo de geração, contudo o dinamismo do ambiente atual torna praticamente impossível identificar corretamente a opção de menor custo para os próximos 30 anos (AWERBUCH; BERGER, 2003). A avaliação também pode tornar-se enviesada, a depender dos fatores considerados pelo decisor como optar por combustíveis fósseis ao não considerar as incertezas relacionados aos combustíveis ou externalidades causadas pela emissão de gases causadores do efeito estufa (ALLAN et al., 2011). Outra crítica ao método é a consideração de apenas um único fator ponderante na decisão (CALVO-SILVOSA et al., 2017).

Apesar da popularidade da metodologia, o importante não é o menor custo associado a um tipo de tecnologia específica, mas sim o menor custo total do portfólio (AWERBUCH; BERGER, 2003). O crescimento da participação de novas fontes na matriz energética mundial trouxe novas incertezas na operação e nos processos decisórios do setor elétrico (AIEN; HAJEBRAHIMI; FOTUHI-FIRUZABAD, 2016), o que aumenta a dificuldade de análise tanto do ponto de vista do planejador quanto do investidor. De acordo com Jizhong (2009) tais incertezas estão relacionadas a dois tipos de parâmetros, sendo o segundo fundamental para o presente trabalho:

1. Incerteza do ponto de vista matemático, ou seja, incertezas relacionadas a erros de medição.
2. Fontes de incerteza relacionadas a parâmetros de geração futura, preços da energia, incertezas de mercado e regulatórias, interrupções que afetam a capacidade de geração, entre outras.

Uma forma de mitigar os efeitos que as incertezas e variabilidades geram é o tratamento do problema através da teoria do portfólio de Markowitz (1952). Um dos pontos fortes do método é a análise conjunta dos custos (ou retorno) e dos riscos, sendo ele capaz de incorporar características inerentes ao problema no contexto da geração de energia como: variabilidade nos

custos de geração e os riscos da intermitência das fontes renováveis, por exemplo (CALVO-SILVOSA et al., 2017). Bar-Lev e Katz (1976) foram os pioneiros na aplicação da teoria do portfólio no setor elétrico. O trabalho foi realizado com base na relação entre a indústria de geração de energia dos EUA e os contratos de suprimento de combustíveis fósseis. A pesquisa objetivava analisar pela teoria do portfólio um modelo para minimizar o custo esperado com a aquisição de combustíveis e os riscos representados pelos desvios padrão dos preços.

Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2016) utilizam a teoria do portfólio como proposta para o planejamento do setor elétrico italiano, com o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis. Os autores modelam o retorno como o valor presente líquido do fluxo de caixa advindo da geração de energia e o risco como o desvio padrão do retorno. O trabalho aborda diferentes cenários de custos com base nas capacidades de geração, sendo as fontes abordadas: Eólicas, biomassa, hidráulica e solar. O artigo conclui que o desenvolvimento das energias renováveis é importante para o atingimento das metas ambientais, contudo o investimento nessas fontes tem seu risco crescente devido às incertezas do mercado de energia. Os riscos modelados pelo autor são influenciados pelos custos de geração e o modelo apresentou uma composição superior aos 80% de hidrelétricas presentes no portfólio ótimo.

Miguel (2016) aplica a teoria do portfólio de Markowitz para analisar um portfólio de geração de usinas eólicas localizadas em regiões diferentes do país. O autor propõe que o modelo seja utilizado pelo órgão responsável pelo planejamento do setor para avaliar onde devem ocorrer os investimentos em usinas eólicas no Brasil de modo a aproveitar a complementariedade de geração existente entre elas. É avaliada a co-variância entre as usinas da mesma região e de regiões diferentes, sendo que conforme o esperado, existe uma correlação positiva forte entre a curva de geração de complexos eólicos da mesma região. Já entre usinas de regiões diferentes há uma correlação negativa, principalmente entre as regiões Nordeste e Sul. O autor concluiu que o nosso parque gerador eólico atual não se encontra na curva eficiente, proposta por Markowitz.

Gökgöz e Atmaca (2012) utilizam a teoria do portfólio de média-variância de Markowitz para encontrar o portfólio ótimo de venda de energia em contratos bilaterais e no mercado *spot*. O mercado de energia turco, o qual é tratado o trabalho, é diferente do brasileiro. O gerador pode vender sua energia em contratos bilaterais ou no mercado *spot* que basicamente funciona como um mercado de lances um dia antes do despacho físico. A formação dos preços num mercado desse tipo se dá de acordo com os lances um dia antes (“*day-ahead market*”) e por hora (“*hourly market*”), o qual objetiva se aproximar de um ambiente de livre concorrência. O autor modela, então, o montante negociado previamente via contrato bilateral como um ativo livre de risco (quando resguardado pelo órgão), dado que o preço já está definido. Esse conceito foi introduzido posteriormente ao trabalho de Markowitz (1952) por Sharpe (1964). A modelagem apresentada divide em 24 ativos de risco por dia, que representam os lances nas 24 horas do dia, conforme o funcionamento desse tipo de mercado. O autor, então, trabalha diferentes perspectivas considerando por exemplo: limitações operativas, geradores com contratação apenas no mercado *spot* ou adicionando parte do seu portfólio em contratos bilaterais e também

avalia o modelo para gerações a gás de ciclo combinado, hidrogeradores e térmicas a lignito (carvão de baixo poder calorífico). Por fim, o parâmetro ponderante associado a variância do portfólio define o nível de aversão ao risco do modelo e conseqüentemente direciona o modelo de maximização a alocar mais energia em contratos bilaterais quanto maior o parâmetro.

Liu e Wu (2007) também tratam da problemática relacionada à alocação de contratos no mercado de energia. Os autores utilizam o modelo de otimização quadrática de média-variância, à qual os contratos bilaterais são considerados ativos livres de riscos. A função objetivo busca maximizar o retorno da alocação nos contratos de risco (*spot*) e bilaterais (livres de risco), sendo o risco associado a variação nos preços e custos de associados a diferença regional dos preços. Além disso, é considerado na modelagem as restrições associadas capacidades das linhas de transmissão inter-cambiar carga e conseqüentemente afetar os preços de cada sub-região. É possível fazer um paralelo dessa modelagem ao Sistema Interligado Nacional brasileiro, cujos preços de energia no mercado de curto prazo também variam conforme a região. Os autores variam os parâmetros de aversão ao risco do modelo e descreve o comportamento da solução para os diferentes proposições. Por fim, os pesquisadores concluem que a modelagem é genérica e pode ser adaptada para problemas mais complexos.

Ramos et al. (2013) trata da complementariedade natural existente no mercado brasileiro entre as fontes eólica e hidráulica. O autor estuda a complementariedade como uma oportunidade de minimizar o risco associado a exposição aos preços do mercado de curto prazo ao criar um mecanismo natural de *hedge*. Para o tratamento desse problema é utilizado um algoritmo genético e o CVaR como medida de aversão ao risco, cujo objetivo é encontrar um portfólio ótimo dessas duas fontes através de um modelo cuja a saída é a receita total esperada e a valor esperado pelo CVaR (valor esperado dos 5% piores cenários). O estudo é realizado para um horizonte de tempo de 8 anos para uma usina hidrelétrica e 10 eólicas localizadas em diferentes regiões do Brasil. As conclusões dos autores sugerem que a composição de algumas usinas eólicas num portfólio onde existe somente uma usina hidrelétrica pode piorar o perfil de risco da empresa. Entretanto, 60% das usinas simuladas pelo algoritmo melhoraram o perfil de risco da empresa, quando comparada somente com a geração hidráulica. Além disso, os resultados sugerem que a composição do portfólio entre usinas eólicas e hidrelétricas beneficia mais do ponto de vista da eólica, do que da hidrelétrica. Pois, as usinas compostas no MRE possuem um perfil mais estável devido a divisão dos riscos já existente, o que acaba mitigando também os riscos da usina eólica, quando inserida no portfólio.

Investimentos em geração eólica também foi o tema do trabalho de Tamashiro (2014). O autor aborda o tema de riscos e utiliza o CFaR - *Cash Flow at Risk* - na modelagem matemática, abordagem muito semelhante ao CVaR. O trabalho modela o problema de investimento através de um modelo de maximização do Valor Presente Líquido do empreendimento, sujeito às restrições:

- Investimento ou capital disponível;

- Risco através do CFaR para mitigar a variabilidade da geração de caixa.
- Variável relacionada a alocação do lastro de energia (positiva e menor ou igual a 1);
- Perfil de contratação e restrições de capacidade.

Justamente devido aos riscos inerentes da geração eólica, os autores Ramos, Guarnier e Witzler (2012) tratam o efeito da complementariedade existente entre as usinas eólicas localizadas em diferentes regiões do país para propor alterações regulatórias. A variabilidade intrínseca a fonte eólica dificulta sua entrada no mercado regulado, dada as regras existentes. Os autores, então, sugerem a criação de um Mecanismo de Realocação de Energia - MRE - para as fontes eólicas, sendo similar ao adotado pelas fontes hidrelétricas, de modo a aproveitar a forte correlação negativa entre as variâncias dos parques geradores.

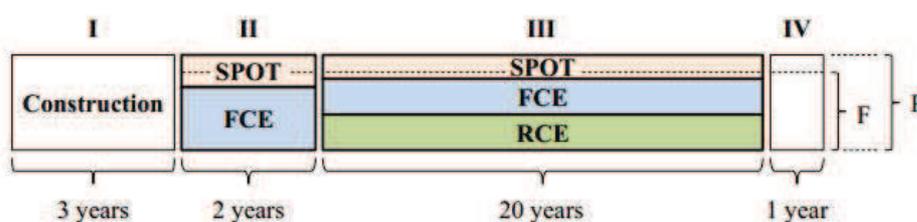
Os autores Fanzeres, Street e Barroso (2015) também trazem em seu trabalho um modelo de otimização de portfólio para o mercado de energia, porém brasileiro, considerando como agente uma empresa comercializadora de energia que possui uma carteira com base renovável. Os autores consideram duas principais incertezas no modelo: os preços futuros da energia no mercado *spot* e a geração de eletricidade advinda das fontes renováveis. Para a modelagem das incertezas, os autores sugerem a criação de um conjunto de cenários, tal que os preços do mercado de curto prazo variam conforme modelos robustos de otimização. Em outras palavras, os preços são modelados através de cenários com tendência central e uma variação positiva e negativa em torno. Ou seja, cada cenário é “estressado” através de fatores de modo a gerar um cenário também variável. Caso o fator de variabilidade seja nulo, o modelo torna-se puramente estocástico. Já para a modelagem da geração futura, os autores utilizam o modelo clássico de Monte Carlo para compor os cenários. O modelo proposto basicamente avalia em cada cenário ao longo do tempo a receita advinda da venda de energia contratada e a receita ou desembolso no mercado de curto prazo. Para ponderar o risco envolvido, é utilizada o CVaR - *Conditional Value at Risk* - como aversão ao risco, determinado pelo parâmetro de risco escolhido pela empresa. O CVaR basicamente penaliza as soluções onde os piores cenários implicam em perdas acima da aversão ao risco do gerador. O fluxo de caixa ainda é trazido para o valor presente ao ser multiplicado por uma taxa considerando o custo de capital da empresa, ou seja, o modelo irá priorizar as soluções com maior fluxo de caixa no presente. A modelagem proposta pelos autores é classificada por eles como híbrida entre robusta e estocástica e é citado no trabalho a possibilidade de utilização do modelo para tomada de decisão em investimentos.

Já o trabalho de Maier, Street e McKinnon (2016) trata tanto do mercado de energia, quanto da complementariedade existente entre fontes de energia renovável. Os autores abordam o problema de aversão ao risco nos investimentos em unidades geradoras com base renovável, cuja capacidade não excede os 30 MW (fontes incentivadas no Brasil). O problema de pesquisa é modelado por um modelo de otimização estocástica, cujos cenários representam a energia gerada através das fontes renováveis e o preço no mercado de curto prazo. Segundo os autores, o trabalho se diferencia na literatura por considerar:

1. Todas as fontes incentivadas presentes no mercado brasileiro: eólicas, PCH's e térmicas a biomassa.
2. Considerar no modelo negociações em todos os mercados de energia: Regulado, Mercado livre e mercado *spot*.
3. Utilizar não somente a complementariedade entre as fontes como forma de mitigar os riscos, mas também a diversificação de mercado.

A modelagem do autor considera um agente centralizador, chamado de “*portfolio manager*”, que irá gerenciar todo o portfólio de diferentes unidades geradoras compondo diferentes fontes. A medida de aversão ao risco utilizada também é o CVaR, onde é possível variar dois parâmetros de aversão ao risco, α e λ , que representam respectivamente o % de piores cenários considerados e o peso dado a eles. A análise de decisão é realizada através de um cálculo de fluxo de caixa descontado, ou Valor Presente Líquido, modelado através do fluxo de caixa do investimento ao longo do tempo. Considera-se usinas participantes de leilões A-5, ou seja, a usina entra em operação no mercado regulado 5 anos após o fechamento do contrato. O autor considera que a usina é construída em 3 anos, portanto, não existe receita da venda de energia nesse período. No segundo período, entre 3 e 5 anos, o gerador tem início de operação nos mercados livre e *spot*, compondo uma receita extra. Por fim, durante um período de 20 anos entra em vigor o PPA⁴ - “*Power Purchase Agreement*” - que é o contrato que garante a financiabilidade do empreendimento. A Figura 21 disponível em (MAIER; STREET; MCKINNON, 2016) representa o período em vigor do investimento de acordo com os autores. O fluxo de

Figura 21: Usina em operação em multi-mercados.



Fonte: (MAIER; STREET; MCKINNON, 2016)

caixa também tem a componente de custos, à qual é representada pelas componentes financeiras do financiamento (normalmente realizado pelo BNDES no Brasil) e os custos de operação e manutenção. Na simulação de caso, os autores variam o preço negociado no mercado livre (*FCE*) e mantém o preço de negociação no mercado regulado (*RCE*) fixo, e também variam os parâmetros de aversão ao risco. A primeira variação leva o modelo a ter como saída uma parcela maior negociada no mercado livre, sendo essa tendência maior nas fontes eólicas e a

⁴*Power Purchase Agreements* – Contratos bilaterais de longo prazo entre distribuidoras e geradoras. A distribuidora fica encarregada de informar a demanda e através de leilões adquire a energia nova. Esses contratos são de longo prazo e garantem a receita futura do investidor, o qual tendo esse contrato em mãos consegue recursos no mercado financeiro a taxas mais atrativas.

biomassa. Os resultados do modelo mostraram um desempenho melhor, quando comparadas ao mesmo cenário aplicado em outro trabalho utilizando apenas um mercado de energia. Os autores, portanto, concluem que o modelo multi-mercado é superior ao modelo utilizando apenas um mercado, sendo o segundo um caso particular do primeiro. Outra conclusão dos autores pôde ser visualizada quando se varia o λ , parâmetro de aversão ao risco, ao qual o modelo tende para portfólios menores e com mudança nas composições de mercado devido ao peso maior dado aos piores cenários.

Os benefícios da complementariedade de fontes renováveis também são abordados por Freire (2013). O autor se baseia na teoria dos jogos para o tratamento do problema, à qual utiliza a cooperação entre jogadores para a formação de um fundo composto por geradores isolados de modo a criar um portfólio mais eficiente no mercado de energia. O CVaR também é utilizado como método de aversão ao risco no modelo de otimização estocástica, para o qual o autor denomina de EC - Equivalente Certo - o valor encontrado no modelo estocástico de fluxo de caixa.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

3.1 Classificação da Pesquisa

Segundo os critérios definidos por Cauchick e Fleury (2012), a pesquisa se classifica como uma pesquisa quantitativa empírica normativa, pois objetiva desenvolver ações ou estratégias para melhorar a situação presente de um ambiente real. As pesquisas quantitativas apresentam quatro preocupações na sua abordagem, segundo Bryman et al. (2003): Mensurabilidade; Causalidade; Generalidade; e Replicabilidade. As variáveis precisam ser passíveis de mensuração com a finalidade de se testar hipóteses. Essas hipóteses buscam, de modo geral, criar relações de causalidade entre variáveis. Após a obtenção dos resultados, se busca a generalização para além do limite da pesquisa. Por fim, a replicação trata da possibilidade de outro pesquisador repetir a pesquisa e validar os resultados encontrados (CAUCHICK; FLEURY, 2012).

A pesquisa é empírica, pois o pesquisador tem como objetivo central assegurar que exista adesão entre as observações e ações na realidade e o modelo elaborado a partir dela. A pesquisa empírica pode ser descritiva ou normativa. O presente trabalho se encaixa como empírico normativo, pois busca criar modelos para prescrever ou indicar a solução (CAUCHICK; FLEURY, 2012). O método de pesquisa para o trabalho é a modelagem e simulação. A síntese do processo de modelagem pode ser observada na Figura 18 (Pág. 36).

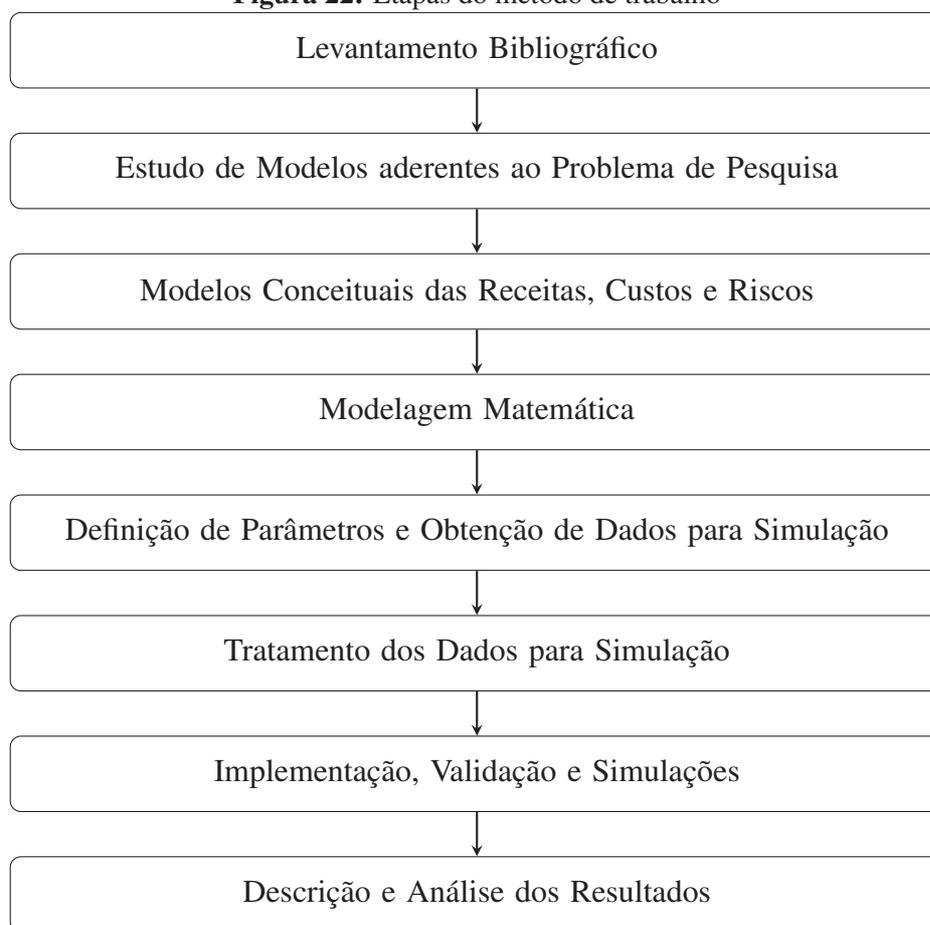
3.2 Etapas do Trabalho

Para sumarização das etapas de pesquisa, é apresentado na Figura 22 as macro-etapas do trabalho. As etapas não necessariamente ocorrem em sequência, sendo parte realizadas em paralelo.

3.2.1 Levantamento Bibliográfico

Inicialmente foi efetuado um levantamento bibliográfico de forma exploratória, buscando definir precisamente o tema, o problema de pesquisa e qual seria o foco adotado. Desde o início, o objetivo foi investigar o problema de tomada de decisão em investimentos de geração de energia, entretanto, a abordagem do problema e as delimitações adotadas ocorreram ao decorrer do estudo.

A pesquisa foi realizada de forma mista, parte buscando por palavras-chave em grandes bases de dados, parte utilizando o método “snowbolling”, onde define-se “snowbolling” como um método de explorar as referências de artigos relevantes encontrados previamente. Jalali e Wohlin (2012) demonstrou em seu artigo que ambos os métodos atingem resultados semelhantes. A principal vantagem de partir para um método de “snowbolling” no problema de pesquisa selecionado, foi devido ao problema de pesquisa ter especificidades de cada país ou ambiente

Figura 22: Etapas do método de trabalho

Fonte: Elaborado pelo autor

tratado. Dado que o setor elétrico é extremamente regulado, conforme detalhado na Seção 2.1.1, dificilmente modelos matemáticos ou análises de decisão aplicados em outros países podem ser aplicados no Brasil. Fatores como formação de preço, custos de capital e matriz energética são exemplos das diferenças. Esses fatores dificultam a utilização única de uma revisão bibliográfica sistemática, onde somente pesquisas por palavras-chave são realizadas.

De forma resumida, é possível separar a revisão da bibliografia em três partes:

1. Literatura internacional: Artigos acadêmicos e trabalhos de órgãos governamentais ou de instituições globais.
2. Literatura nacional: Dissertações e teses de doutorado de universidades de referência no assunto.
3. Normas regulatórias, dados oficiais ou trabalhos publicados por instituições governamentais, como: CCEE, ONS e EPE.

Devido às diferenças nas regulações do setor elétrico existentes em cada nação, se faz necessário uma robusta bibliografia nacional para compor o trabalho. Por consequência, a generalização do trabalho é comprometida quando alterado o país ou ambiente de aplicação. A recíproca quanto à literatura internacional é verdadeira.

3.2.2 Modelagem do Problema de Pesquisa

O levantamento bibliográfico trouxe as variáveis de decisão e os principais elementos necessários para a construção do modelo. Por tratar-se de um problema de alocação de recursos de capital, optou-se por utilizar o VPL para análise do investimento. O VPL é necessário para direcionar a preferência do modelo por soluções onde o fluxo de caixa mais próximo do presente seja mais valorado. A taxa de capital utilizada no trabalho teve como base a literatura, contudo utilizou-se um valor menor devido à diferença negativa das taxas atuais.

A modelagem matemática é apresentada no Capítulo 4, onde a escolha foi por um modelo estocástico de maximização do valor esperado através de programação linear com variáveis contínuas - PL. As Seções 2.2.3 e 2.2.4 tratam das bases conceituais para o modelo matemático de aversão ao risco utilizado. Optou-se por utilizar um PL devido às grandes vantagens computacionais obtidas, devido principalmente ao trabalho de Rockafellar e Uryasev (2000) em encontrar uma formulação eficiente para o tratamento do *Conditional Value-at-Risk*, e assim popularizando o método em problemas de otimização (STREET, 2010).

A necessidade de utilizar um método que abarcasse os riscos veio das incertezas inerentes da geração de energia renovável com base em fontes intermitentes ou de alta variabilidade de curto prazo. Ao delimitar o escopo da pesquisa em fontes renováveis não convencionais, se inseriu no problema a necessidade de tratar as incertezas da geração futura. Além das incertezas de geração, existe a necessidade de tratar as incertezas quanto ao despacho hidrotérmico futuro, bem como suas consequências na formação de preços e nos fatores de ajuste do MRE. Para suprir tais necessidades, se optou pelo CVaR como método de aversão ao risco utilizado. Além das vantagens computacionais citadas, o método atualmente é utilizado oficialmente pelo país para o despacho centralizado e é abarcado nos softwares NEWAVE e DECOMP. Portanto, é um método de referência no setor elétrico brasileiro e traz credibilidade às análises.

3.2.3 Definição das Variáveis que Compõem o Modelo

As variáveis que compõem a modelagem foram definidas através da bibliografia de estudo. Apesar do problema de pesquisa tratar da tomada de decisão em investimentos, a bibliografia considera também diferentes focos de pesquisa, aos quais contribuem para o trabalho sob diferentes aspectos. Para pleno entendimento, é apresentada a consideração adotada, nos itens:

- Preços e Mercado de Energia: Variáveis ou parâmetros utilizados no problema para modelagem dos riscos e da receita do investidor. A literatura apresenta trabalhos onde somente são tratadas as receitas do gerador ou comercializador e também servem de referencial para modelar a receita.
- Geração e Variabilidade: Variáveis ou parâmetros que modelam a geração efetiva do parque gerador e sua variabilidade intrínseca. Essas variáveis servem para modelagem

dos riscos e da receita esperada do gerador.

- **Complementação do Portfólio Gerador:** Parâmetros ou variáveis que modelam a complementação das curvas de geração do conjunto de geradores que compõem o portfólio do investidor. Influenciam a receita e os riscos financeiros.
- **Custos de Investimento:** Principal componente dos custos do gerador e as fontes apresentam as principais referências para modelagem do fluxo de despesas no caixa do gerador.
- **Aversão ao Risco:** Os trabalhos citados representam as principais referências para formulação do modelo de aversão ao risco.

Tabela 2: Referencial bibliográfico para modelagem do problema de pesquisa.

Variáveis	Fonte
Preços e Mercado de Energia	Ramos et al. (2013); Camargo (2015), Camargo et al. (2016); Fanzeres, Street e Barroso (2015); Passos, Street e Barroso (2017); Pereira (2014); Tamashiro (2014); Freire (2013); Gökgöz e Atmaca (2012); Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2016); Passos (2015); Ramos, Guarnier e Witzler (2012); Maier, Street e McKinnon (2016); Ralston et al. (2010)
Geração e Variabilidade	Ramos et al. (2013); Camargo (2015), Camargo et al. (2016); Fanzeres, Street e Barroso (2015); Pereira (2014); Miguel (2016); Tamashiro (2014); Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2016); Ramos, Guarnier e Witzler (2012); Maier, Street e McKinnon (2016); Ralston et al. (2010)
Complementação do Portfólio Gerador	Ramos et al. (2013); Camargo (2015), Camargo et al. (2016); Passos, Street e Barroso (2017); Pereira (2014); Miguel (2016); Tamashiro (2014); Freire (2013); Gökgöz e Atmaca (2012); Tietjen, Pahle e Fuss (2016); Passos et al. (2014); Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2016); Passos (2015); Ramos, Guarnier e Witzler (2012); Maier, Street e McKinnon (2016); Ralston et al. (2010)
Custos de Investimento	USP (2018); Camargo (2015); Camargo et al. (2016); Tamashiro (2014)
Aversão ao Risco	Conejo, Carrión e Morales (2010); Ramos et al. (2013); Camargo (2015), Camargo et al. (2016); Fanzeres, Street e Barroso (2015); Passos, Street e Barroso (2017); Pereira (2014); Miguel (2016); Tamashiro (2014); Gökgöz e Atmaca (2012); Gatzert e Vogl (2016); Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2016); Ramos, Guarnier e Witzler (2012); Maier, Street e McKinnon (2016); Ralston et al. (2010)

Fonte: Elaborado pelo autor com base na literatura.

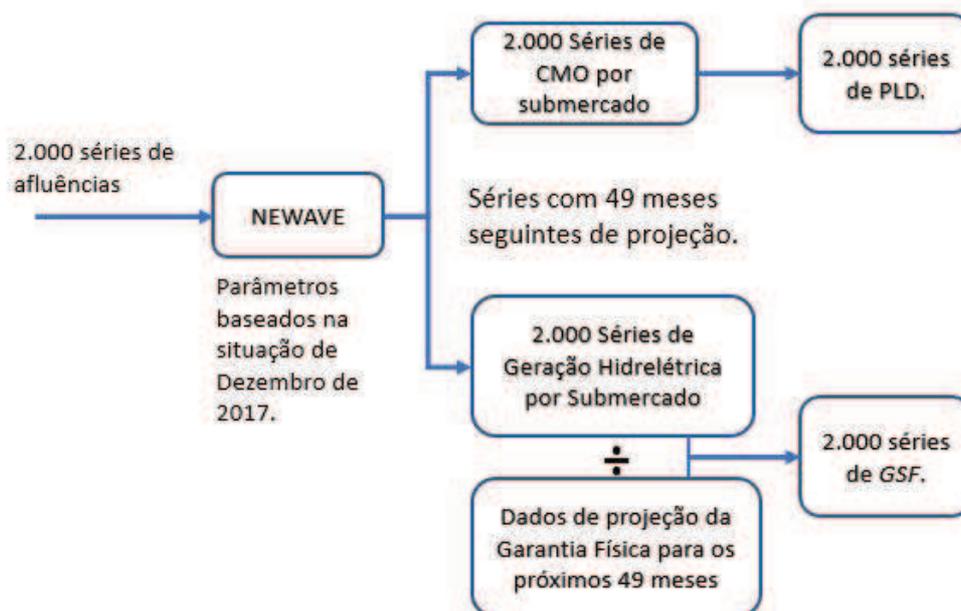
3.2.4 Dados e Tratamento para Aplicação em Simulações

Os dados referente a geração eólica foram obtidos com base nos Boletins Eólicos divulgados para cada mês em ONS (2018b). Já os dados de geração a biomassa foram baseados em curvas de geração típicas obtidas na literatura. Sendo tais curvas consequência dos períodos de safras de cana-de-açúcar.

A curva de geração da usina a biomassa foi considerada constante nas análises, dado que sua variabilidade é menor que as fontes eólicas. Apesar de existir essa variabilidade, o comportamento é mais previsível e menos suscetível às variações naturais, como aflúências de rios ou velocidade dos ventos. Já para as usinas eólicas, considerou-se os dados de 3 anos de dois conjuntos eólicos conectados ao SIN. Então, foi aplicado um modelo estacionário com perfil sazonal mensal para as duas séries. Após obtido um modelo significativo ($p < 0,05$), se utilizou uma simulação de Monte Carlo nas 2.000 séries utilizadas no modelo PL. Na simulação se aplicou um distúrbio normalmente distribuído de até 0,5 desvio padrão obtido da série histórica, valor arbitrado para simular realisticamente as variações de geração eólica. Busca-se com esse procedimento simular as variações futuras que existirão na geração eólica. Apesar do período curto do histórico utilizado, os objetivos propostos no trabalho não são afetados. Contudo, para fins profissionais, a acuracidade dos dados de entrada do modelo são essenciais para tomadas de decisão mais robustas.

Já para obtenção dos dados de PLD e dos fatores de ajuste do MRE (*GSF*) futuros, a Figura 23 apresenta de forma simples os passos necessários. O NEWAVE foi configurado com

Figura 23: Esquemático para obtenção de dados de PLD e *GSF*.



Fonte: Autor.

base nos parâmetros de entrada do modelo utilizado no Deck de preços de dezembro de 2017.

O modelo é utilizado para planejamento de médio prazo pelos agentes do setor e tem como base mensal os dados de saída. Basicamente, o software sorteia 2.000 séries de afluências com base num longo período histórico e gera para cada série: O despacho ótimo, o Custo Marginal de Operação e a geração hidráulica correspondentes. Por opção do autor, se utilizou as médias dos CMO's de cada submercado e o total de geração hidrelétrica do SIN. O PLD, então, é calculado considerando os dados de CMO limitados a um preço mínimo e máximo, se considerando os preços praticados em 2017. Já os fatores de ajuste do MRE são calculados ao dividir a geração hidrelétrica projetada pela expectativa da GF do SIN no período.

3.2.5 Validação do Modelo e Implementação em Software

A implementação do PL se deu no software IBM ILOG CPLEX. Além da implementação do modelo de maximização, se implementou todos os cálculos das receitas fixas das vendas de energia, das liquidações no MCP, do CVaR para cada posição de mercado (α) e dos custos de investimento, no software excel. A validação da programação se deu em três vias.

Primeiramente, se calculou no CPLEX, com um número em torno 100 séries, a variável ótima de mercado, o CVaR e a receita esperada. No software excel, para esse número reduzido de cenários, calculou-se a curva de resultado completa variando a variável de decisão e comparou-se com o resultado anteriormente obtido. Esse procedimento mostrou que a variável encontrada no CPLEX era a variável que maximizava a função objetivo.

A segunda forma de validação, se deve as características matemáticas da modelagem utilizada. A função de maximização proposta utiliza variáveis auxiliares para o cálculo do CVaR e somente atinge o valor do CVaR quando atinge o ponto máximo da função objetivo de maximização. Portanto, para cada simulação do modelo de maximização, utilizou-se a variável ótima de mercado encontrada e a aplicou na planilha de excel. Os valores de Receita Esperada e CVaR foram idênticos, garantindo que o modelo estava implementado da forma correta.

Por fim, a última validação se deu ao variar os parâmetros do modelo conforme instâncias da literatura. Todos os resultados, então, foram aderentes ao encontrado no referencial.

Não obstante, a complexidade do tema e do número de variáveis do modelo devido à utilização de variáveis auxiliares. Ainda assim, todas as simulações alcançaram a otimalidade num período inferior a 1 minuto.

4 MODELAGEM DO PROBLEMA

4.1 Modelo das Receitas

Uma empresa de energia possui uma garantia física associada ao seu portfólio de geração, sendo que é possível diferenciar cada MW médio de lastro de acordo com a fonte geradora. Além disso, esse lastro pode ser sazonalizado ao longo dos meses do ano. Portanto, é possível representar a Garantia Física da empresa conforme:

$$GF_m^{port} = GF_m^{hidro} + GF_m^{bio} + GF_m^{eol} \dots + GF_m^{fonteRen} \quad (4.1)$$

sendo $m \in \{1, 2, 3, \dots, 12\}$ o conjunto de meses do ano, GF_m^{hidro} , GF_m^{bio} e GF_m^{eol} representam as garantias físicas de todas as usinas hidrelétricas, biomassa e eólicas e demais fontes presentes no portfólio, respectivamente.

Como restrição comercial, o montante negociado mensalmente no Mercado de Energia, em MW médios, é limitado ao lastro do portfólio da empresa ou comercializadora. Esse montante contratado pode ser representado por:

$$C_m^{port} = \alpha \times GF_m^{port} \quad (4.2)$$

$$0 \leq \alpha \leq 1$$

onde α é o percentual da Garantia Física, GF, do portfólio contratado e C_m^{port} é o montante total contratado em MW médios no mês m .

A receita advinda dessa negociação no mercado de energia em cada mês m e ano a , tal que $a \in \{1, 2, 3, \dots, A\}$ é:

$$RN_{m,a} = C_m^{port} \times P_{med} \times h_{m,a} \quad (4.3)$$

onde P_{med} é o preço médio negociado em R\$ por MWh, $h_{m,a}$ é o número de horas do mês m e ano a , e $RN_{m,a}$, então, é a receita oriunda do montante negociado no mercado de energia. Para retratar matematicamente a primeira componente da receita no período de um ano a qualquer:

$$RN_a = \sum_{m=1}^{12} RN_m \quad (4.4)$$

ou

$$RN_a = \sum_{m=1}^{12} C_m^{port} \times P_{med} \times h_m$$

Observa-se pela modelagem que a parte da receita, RN , independe da geração realizada, evidentemente mantendo-se os valores de Garantia Física do portfólio.

O montante incerto que será contabilizado no Mercado de Curto Prazo - MCP - pelo agente gerador é formulado como uma variável estocástica que depende do mês m , ano a e cenários s ,

tal que $s \in \{1, 2, 3, \dots, S\}$, é representado por:

$$G_{m,a,s}^{port} = G_{m,a,s}^{hidro} + G_{m,a,s}^{bio} + G_{m,a,s}^{eol} \quad (4.5)$$

onde $G_{m,a,s}^{hidro}$ é o montante utilizado na contabilização, à qual segue o comportamento das usinas participantes do MRE (Pág. 30):

$$G_{m,a,s}^{hidro} = F_{m,a,s}^{MRE} G_{m,a,s}^{hidro} \quad (4.6)$$

tal que $F_{m,a,s}^{MRE}$ é o fator de ajuste do MRE, ou (*GSF*), no mês m , ano a e cenário s . Ou seja, para as usinas pertencentes ao MRE, o montante efetivamente gerado não é o mesmo que o montante utilizado para o fechamento no mercado *spot*. Já $G_{m,a,s}^{bio}$ e $G_{m,a,s}^{eol}$ podem ser modeladas da seguinte forma:

$$G_{m,a,s}^{bio} = FC_{m,a,s}^{bio} \times Pot_{bio}^{disp} \quad (4.7)$$

$$G_{m,a,s}^{eol} = FC_{m,a,s}^{eol} \times Pot_{eol}^{disp} \quad (4.8)$$

sendo $FC_{m,a,s}^{bio}$ e $FC_{m,a,s}^{eol}$ os fatores de capacidade⁵ das usinas a biomassa e dos complexos eólicos presentes no portfólio para cada m , a e s . Já as componentes Pot_{bio}^{disp} e Pot_{eol}^{disp} representam as potências instaladas disponíveis, que basicamente podem ser modeladas por:

$$\begin{aligned} Pot_{fonte}^{disp} &= Pot_{fonte}^{inst} \times (1 - TPF) \times (1 - TMP) \\ Pot_{fonte}^{inst} &= \text{Capacidade Total Instalada} \\ TPF &= \text{Taxa Média de Parada Forçada} \\ TMP &= \text{Taxa Média de Manutenção Programada} \end{aligned} \quad (4.9)$$

A segunda componente da Receita, que pode ser positiva ou negativa, vem da contabilização no MCP que basicamente é a diferença entre o montante negociado da Garantia Física, C_m^{port} , e o montante verificado no período, $G_{m,a,s}^{port}$. Essa diferença em MW médios é então liquidada no MCP ao Preço de Liquidação das Diferenças, PLD. É possível representar a liquidação financeira no MCP da seguinte forma:

$$RV_{m,a,s} = (G_{m,a,s}^{port} - C_m^{port}) \times PLD_{m,a,s} \times h_{m,a} \quad (4.10)$$

onde $RV_{m,a,s}$ é a componente estocástica da receita, à qual depende além dos montantes contratados e verificados em MW médios, também do PLD, modelado para cada m, a e s futuro, $PLD_{m,a,s}$. Para cada ano a existe então um número S de RV 's, sendo que a receita esperada é:

$$RV_a = \sum_{m=1}^{12} \sum_{s=1}^S p(s) \times RV_{m,s} \quad (4.11)$$

⁵De acordo com CCEE (2010), o Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período

tal que $0 \leq p(s) \leq 1$ é igual a probabilidade do cenário s ocorrer.

A receita total do portfólio de geração é dada pela Equação (4.12):

$$RT_{m,a,s} = RN_{m,a} + RV_{m,a,s} \quad (4.12)$$

Portanto, a Receita total esperada do portfólio de geração da empresa para um ano qualquer a será:

$$RT_{esp} = \sum_{m=1}^{12} RN_m + \sum_{s=1}^S p(s) \times RV_{m,s} \quad (4.13)$$

O Valor Presente Líquido (VPL) da receita do gerador ao longo dos anos analisados será dado por:

$$\overline{VPL} = \sum_{t=1}^T \left(\frac{1}{1+r} \right)^t \times \left(RN_m + \sum_{s=1}^S p(s) \times RV_{t,s} \right) \quad (4.14)$$

onde por simplificação, considerou-se os meses e anos como t e r a taxa de capital adotada pela empresa para avaliação do VPL. Dado as incertezas inerentes no problema de otimização estocástica, o VPL esperado é modelado como sendo a média dos VPL's de cada cenário, desde que cada cenário possua igualdade de probabilidade.

4.2 Modelo de Aversão ao Risco

Conforme explanado na Seção 2.2.4, cada investidor possui um grau de aversão ao risco. Para modelar o risco financeiro associados às incertezas de geração futura e preços no MCP, é possível utilizar uma função convexa entre o valor esperado e o CVaR da receita. A aversão ao risco será definida, então, para um dado grau de confiança σ e um parâmetro de ponderação ao risco λ , tal que para $\lambda = 0$, se tem um modelo neutro ao risco. Já para $\lambda = 1$, se tem um modelo completamente avesso ao risco, sendo a decisão tomada somente com base no CVaR. A modelagem de maximização é expressa de acordo com a Equação (4.15)

$$\begin{aligned} Max \{ \lambda * (CVaR_{\sigma}(RT_{esp})) + (1 - \lambda) * E(RT_{esp}) \} \\ \lambda \geq 0 \\ \lambda \leq 1 \end{aligned} \quad (4.15)$$

onde $CVaR_{\sigma}(RT_{esp})$ representa a média dos cenários com retorno financeiro menor que o σ^o cenário e $E(RT_{esp})$ a receita esperada considerando todos os cenários. Ao tratar o problema como uma função convexa, é possível utilizar a transformação adotada em (ROCKAFELLAR; URYASEV, 2000) para obter uma formulação eficiente através de um problema de programação linear. A função pode ser modelada através de variáveis auxiliares e restrições, onde é possível computar o CVaR. A função de maximização é modelada através da Equação (4.16) e as

restrições são modeladas conforme a Equação (4.17):

$$Max \sum_{t=1}^T \left(\frac{1}{1+r} \right)^t \times \left(\lambda * \left(z_t - \sum_{s=1}^S \frac{\delta_{t,s}}{1-\sigma} \right) + ((1-\lambda) \times \sum_{s=1}^S RT_{t,s}) \right) \quad (4.16)$$

Sujeito a :

$$\begin{aligned} \delta_{t,s} &\geq z_t - RT_{t,s} \\ \delta_{t,s} &\geq 0 \end{aligned} \quad (4.17)$$

onde $RT_{t,s} = RT_{esp}$ e é encontrado na Equação (4.12), σ representa o nível de confiança e z_t e $\delta_{t,s}$ são variáveis auxiliares para o cálculo do CVaR. As restrições garantem que a variável auxiliar $\delta_{t,s}$ seja positiva e represente o máximo valor entre zero e o relativo a diferença entre a variável que representa o VaR (z_t) e a receita de cada cenário em cada período (CAMARGO, 2015). A utilização dessa formulação através de variáveis auxiliares permite o problema ser tratado como um PL, que garante ganhos computacionais no cálculo e permite simulações com grande número de variáveis, reflexo do horizonte de tempo e do número de cenários.

4.3 Modelo das Despesas no Fluxo de Caixa

Na Seção 2.1.2, foram abordados os principais fatores que compõe os custos de geração de energia elétrica. Basicamente, o custo do gerador pode ser definido através da Equação (4.18) (USP, 2018).

$$C_t^{ger} = C_t^{inv} + C_t^{O\&M} + C_t^{comb} + C_t^{outros} \quad (4.18)$$

, onde os fatores são definidos conforme:

- C_t^{ger} : Custo total de geração no período t .
- C_t^{inv} : Custo de investimento no período t .
- $C_t^{O\&M}$: Custo de Operação e Manutenção no período t .
- C_t^{comb} : Custo de combustível no período t .
- C_t^{outros} : Outros custos como custos de conexão e uso do Sistema de Transmissão no período t .

A abordagem escolhida para modelagem das despesas foi através do CAE - Custo Anual Equivalente . A vantagem do método é equalizar as despesas de investimento ao longo da vida útil do empreendimento. Considera-se, então, implicitamente o valor residual do projeto e permite adotar hipóteses como repetir o último ano da análise até o fim da vida útil ou replicar o resultado do primeiro período (CAMARGO, 2015; CAMARGO et al., 2016; USP, 2018).

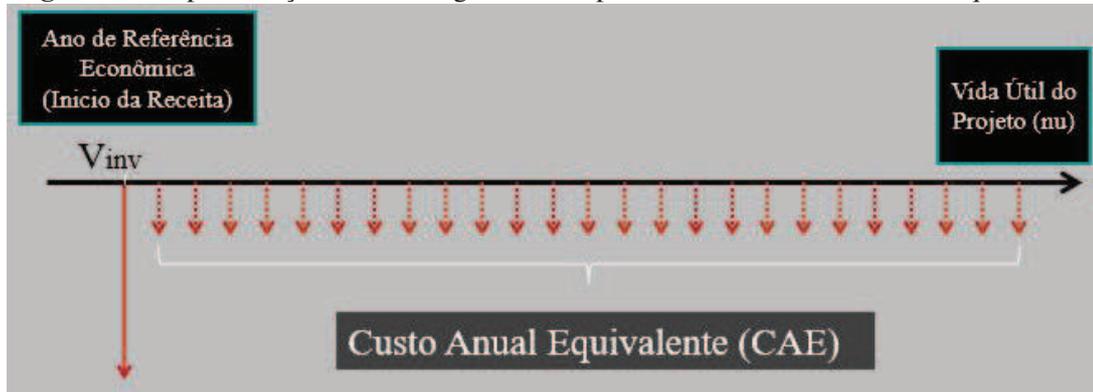
O CAE é calculado através da Equação 4.19 e pode ser representado pela Figura (24).

$$CAE_{fonte} = \frac{i \times (V_{inv}) \times (1 + i)^{vu^{fonte}}}{(1 + i)^{vu^{fonte}} - 1} \quad (4.19)$$

onde cada fator da equação é definido conforme:

- i : Custo de Capital.
- V_{inv} : Valor total investido trazido para o Ano 0.
- vu^{fonte} : Vida útil do empreendimento.

Figura 24: Representação da modelagem das despesas através do Custo Anual Equivalente.



Fonte: USP (2018)

Enfatiza-se que V_{inv} depende do desembolso financeiro no caso de projetos de construção. Nos casos onde há desembolso financeiro antes da entrada em operação, aplica-se a taxa de custo de capital ou oportunidade para colocar o desembolso no mesmo ano 0. Camargo (2015) e Camargo et al. (2016) definem como "Juros Durante Construção" e servem como referência na modelagem. Como delimitação, se adotará o fluxo de caixa iniciando no ano 0, independente do desembolso em projeto ou aquisição. Além disso, os valores serão calculados em base mensal e serão chamados no trabalho de CAE mensal.

4.4 Modelo Completo de Tomada de Decisão

O modelo matemático completo do problema de programação linear com variável real é apresentado nessa Seção. Primeiramente são apresentados os parâmetros de entrada, os conjuntos de dados e as variáveis de decisão e auxiliares.

Conjuntos de Dados

- T Conjunto de Meses no Horizonte de tempo
- S Conjunto de cenários para PLD, *GSF* e Gerações

Parâmetros do modelo

GF_m^{port}	Garantia Física do Portfólio no mês m	[MW médio]
GF_m^{hidro}	Garantia Física das UHE's no mês m	[MW médio]
GF_m^{bio}	Garantia Física das Usinas a Biomassa no mês m	[MW médio]
GF_m^{eol}	Garantia Física dos Conjuntos Eólicos no mês m	[MW médio]
C_m^{port}	Montante contratado no mês m	[MW médio]
P_{med}	Preço médio negociado no mercado de energia	[R\$/MWh]
$h_{m,a}$	Número de horas no mês m e ano a	[h]
$G_{m,a,s}^{port}$	Geração do portfólio para $m, a \in T, s \in S$	[MW médio]
$G_{m,a,s}^{hidro}$	Geração das UHE's para $m, a \in T, s \in S$	[MW médio]
$G_{m,a,s}^{bio}$	Geração das Usinas a Biomassa para $m, a \in T, s \in S$	[MW médio]
$G_{m,a,s}^{eol}$	Geração das Eólicas s no mês $m, a \in T, s \in S$	[MW médio]
$F_{m,a,s}^{MRE}$	Fator de Ajuste do MRE em $m, a \in T, s \in S$	[%]
Pot_{fonte}^{disp}	Potência disponível da fonte	[MW]
Pot_{fonte}^{inst}	Capacidade total instalada da fonte	[MW]
TPF	Taxa de Parada Forçada	[%]
TMP	Taxa de Manutenção Programada	[%]
$PLD_{m,a,s}$	Preço de Liquidação das Diferenças em $m, a \in T, s \in S$	[R\$/MWh]
$RN_{m,a}$	Receita oriunda da contratação da energia em $m, a \in T$	[R\$]
$RV_{m,a,s}$	Receita de liquidação no MCP em $m, a \in T, s \in S$	[R\$]
$RT_{m,s,a}$	Receita total da empresa em $m, a \in T, s \in S$	[R\$]
\overline{VPL}	Receita total da empresa em $m, a \in T, s \in S$	[R\$]
r	Taxa de Custo de Oportunidade	[%]
$p(s)$	Probabilidade de ocorrência de $s \in S$	[%]
λ	Parâmetro de aversão ao risco $0 \leq \lambda \leq 1$	[%]
σ	Nível de confiança do cálculo do CVaR $0 \leq \sigma \leq 1$	[%]
C_t^{ger}	Custo de Geração no mês t	[R\$]
C_t^{inv}	Custo de investimento no mês t	[R\$]
$C_t^{O\&M}$	Custo de Operação e Manutenção no mês t	[R\$]
C_t^{comb}	Custo com combustível no mês t	[R\$]
C_t^{outros}	Outros custos no mês t	[R\$]
vu_{fonte}^{fonte}	Vida útil do empreendimento	[meses]
i	Taxa de Custo de Capital para Aquisição ou Construção	[%]
V_{inv}	Valor Investido considerando a taxa de capital e ano 0	[R\$]
CAE_{fonte}	Custo anual equivalente por fonte	[R\$]

Variável de decisão

α Variável que representa quantia negociada no mercado de energia [%]

Variáveis auxiliares

z_t Variável auxiliar cujo valor representa o VaR em $t \in T$ [R\$]

$\delta_{t,s}$ Variável auxiliar utilizada para o cálculo do CVaR [R\$]

A função objetivo é apresentada conforme a Equação (4.20).

Função Objetivo:

$$Max \sum_{t=1}^T \left(\frac{1}{1+r} \right)^t \left(\lambda \times (z_t - \sum_{s=1}^S \frac{\delta_{t,s}}{1-\sigma}) + ((1-\lambda) \times \sum_{s=1}^S RT_{t,s}) - CAE_t \right) \quad (4.20)$$

onde trata-se de uma função convexa entre a Receita Esperada e o CVaR da receita, subtraindo-se o Custo Anual Equivalente em base mensal, sendo todos os valores trazidos ao valor presente.

Já $RT_{t,s}$, Equação (4.21), é a composição das receitas fixas da venda de energia no mercado e das liquidações no MCP, sendo a segunda parcela positiva ou negativa.

$$RT_{t,s} = ((\alpha \times GF_m^{port}) * P_{med} \times h_m) + ((G_{t,s}^{port} - C_m^{port}) \times PLD_{t,s} \times h_m) \quad (4.21)$$

onde t representa um mês m e um ano a , que para fins de cálculo serão representados como $t \in \{1, 2, \dots, T\}$ e $s \in \{1, 2, \dots, S\}$.

Restrições do problema:

Sujeito a :

$$\begin{aligned} \delta_{t,s} &\geq z_t - RT_{t,s} \\ \delta_{t,s} &\geq 0 \\ 0 &\leq \alpha \leq 1 \end{aligned} \quad (4.22)$$

tal que $RT_{t,s}$ é apresentado na Equação (4.21). Essas restrições garantem o cálculo do CVaR por uma Programação Linear com variáveis reais, o que implica em ganhos computacionais.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Com o objetivo de simular o comportamento do modelo em diferentes opções de investimento e diferentes parâmetros de entrada analisa-se nesse capítulo a tomada de decisão sob diferentes aspectos:

1. Diferentes opções de investimento.
2. Diferentes níveis de aversão ao risco por parte do investidor.
3. Variações no portfólio atual e as sinergias entre a capacidade instalada atual e futura.
4. Variações nos parâmetros financeiros de decisão.

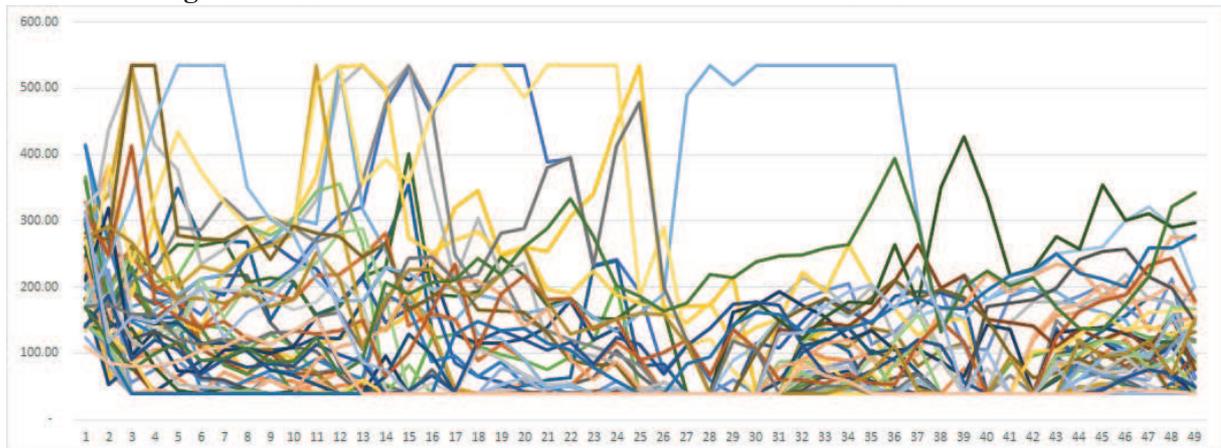
Para todas as simulações foram utilizados os dados de saída do NEWAVE baseados no deck de preços ⁶ de Dezembro de 2017. Os dados de saída correspondem a 2.000 séries de geração de energia hidrelétrica e Custo Marginal de Operação mensal por submercado, baseados em cenários de afluências. O NEWAVE é o mesmo software utilizado pelo ONS e CCEE, e serve de referência para o planejamento do setor por parte dos agentes privados e institucionais. O tratamento dos dados de entrada do modelo é detalhado na Seção 3.2.4 (Pág. 52).

Dado os objetivos acadêmicos do trabalho, optou-se por truncar a série nos 49 meses disponíveis e trabalhar com os resultados financeiros apenas do período. Como a modelagem de despesas foi realizada de modo a equalizar os custos de investimentos igualmente ao longo da vida útil do empreendimento, os resultados tornam-se possíveis de serem comparados e analisados. Entretanto, para fins profissionais, a estimativa de fluxo de caixa deveria ser projetada para um período mais próximo da vida útil do empreendimento, apesar de todas as incertezas do mercado de energia brasileiro, na formação de preços, nas eventuais alterações regulatórias e na intermitência presente na geração de energia por fontes renováveis não convencionais.

A Figura 25 mostra 50 séries de PLD's, como exemplo dos dados utilizados na modelagem. É possível observar pelo gráfico as fortes variações entre as séries, o que demonstra visualmente as incertezas presentes no problema de tomada de decisão. Os preços futuros do PLD são fundamentais para a decisão do quanto a empresa deve negociar de sua Garantia Física, além de sinalizar quais preços deve adotar no mercado de energia. Já a Figura 26 mostra a curva de projeção da GF das usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE, com base nos leilões e estimativas de investimentos futuros. O fator *GSF*, então, pode ser visualizado na Figura 27, onde também são apresentados 50 séries utilizadas na modelagem, como exemplo. A estimativa do *GSF* futuro também é essencial para os geradores com portfólio composto por UHE's, pois ele representa o quanto o gerador estará exposto ao MCP referente às liquidações das diferenças.

Como simplificação e delimitação do modelo, desconsiderou-se os efeitos inflacionários, tanto nas taxas (taxas reais) como nas projeções de custos e receitas. A taxa de desconto de

⁶O deck de preços é o conjunto de arquivos necessários para o processamento dos programas Newave e Decomp (CCEE, 2017b).

Figura 25: 50 cenários do PLD com base nos cenários de CMO do NEWAVE

Fonte: Autor.

Figura 26: Curva de projeção da Garantia Física das usinas hidrelétricas participantes do MRE em MW médios.

Fonte: Autor.

capital utilizado no cálculo do VPL foi de 7% ao ano e o custo de capital utilizado para o CAE (valores em bases mensais) foi de 6% ao ano. Para o cálculo dos Custos Equivalentes com base mensal, a Tabela 3 apresenta os dados utilizados como parâmetros de referência.

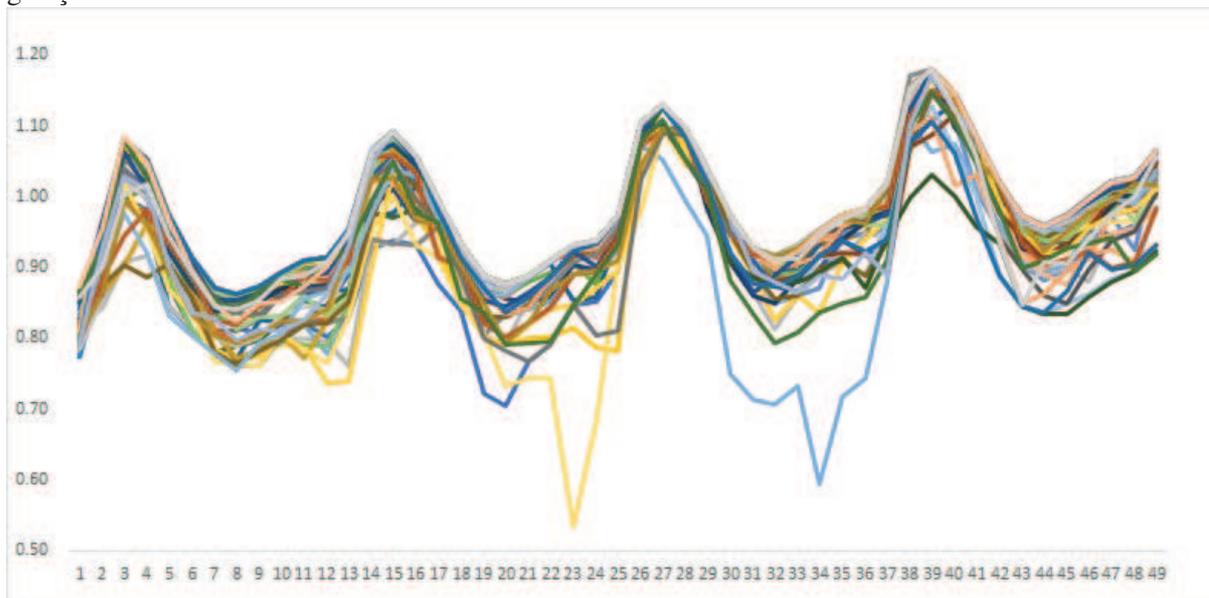
Tabela 3: Parâmetros para o cálculo do CAE mensal.

Custo por kW instalado	R\$ 4.000, independente da fonte.
Vida útil do Conjuntos Eólicos	25 anos (300 meses)
Vida útil da Usina a Biomassa	20 anos (240 meses)
Custos de Operação e Manutenção	Desconsiderado no cálculo por delimitação de escopo
Demais custos	Desconsiderado no cálculo por delimitação de escopo

Fonte: Autor.

Apesar de essas premissas de custos dificilmente ocorrerem na prática, se utilizou os mesmos valores de custos por unidade de potência instalada para todas as opções de investimento, de modo a investigar mais detalhadamente o efeito nas receitas. Evidentemente, que para outros

Figura 27: 50 cenários do fator de ajuste do MRE (GSF) de acordo com cada cenário projetado de geração hidrelétrica.



Fonte: Autor.

fins, os fatores de custos devem ser abertos detalhadamente, incorporando variáveis como riscos na construção ou financeiras nos casos de aquisição, possíveis sinergias com outros projetos da empresa, custos e riscos com a transmissão, ganhos em escalas na compra de equipamentos, entre outros. Além disso, os efeitos das tributações ou eventuais incentivos fiscais por parte do estado também não foram detalhados na simulação. Entretanto, o modelo está apto a absorver esses parâmetros, bastando apenas detalhar a previsão do fluxo de caixa futuro desses custos ou estimando o efeito dos impostos sobre o resultado final. Os demais componentes da modelagem são detalhados em cada seção.

As curvas de geração tiveram como unidade de saída o Fator de Capacidade da usina ao longo do período. Os conjuntos eólicos tiveram as curvas projetadas com base no realizado dos últimos 3 anos. Portanto, desconsiderou-se na projeção das curvas as taxas de indisponibilidade forçada e programada de parte da capacidade de cada conjunto, pois o histórico já abarca essas variáveis. O mesmo raciocínio seguiu para uma curva hipotética da usina a biomassa. Entretanto, enfatiza-se que a modelagem prevê essas variáveis e basta o investidor considerá-las.

Para todas as simulações do modelo de programação linear foi utilizado o software IBM ILOG CPLEX. O software atingiu o ponto ótimo em todas as simulações dentro de um intervalo inferior a um minuto. É possível observar o número de variáveis e restrições na Figura 28, que mostra uma das simulações realizadas durante o trabalho.

Figura 28: Imagem do software IBM ILOG CPLEX utilizado nas simulações.

Estatística	Valor
Cplex solution (optimal) with objective 1011736753.79379 Constraints Variables Other Non-zero coefficients Iterations	196001 98050 98050 392001 74

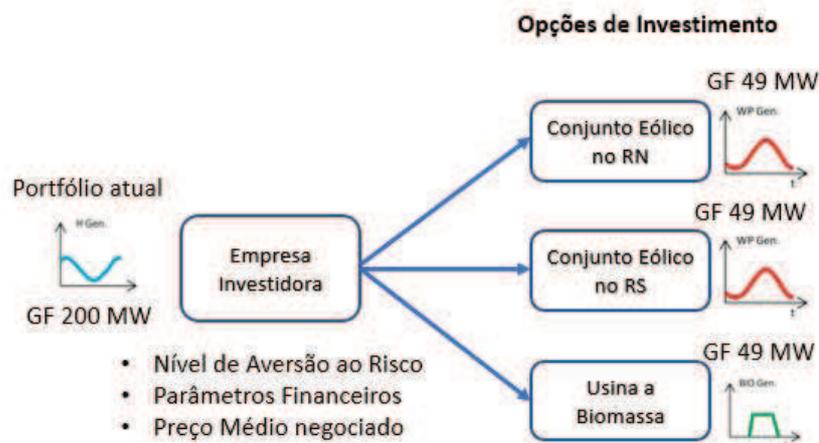
Fonte: Autor.

5.1 Tomada de Decisão com Diferentes Opções de Investimento

Para avaliar o modelo são propostos três opções de investimento. Todas as opções possuem 100 MW de capacidade instalada e 49 MW médios de Garantia Física disponível para comercialização no mercado de energia. Para efeito de simplificação metodológica, considera-se a negociação em contratação *flat* durante todo o período e não se discutem diferentes possibilidades de formação de contratos e nem quais mercados serão negociados. Considerou-se em todas as três opções o mesmo grau de confiança σ , igual a 0,95 ou 95% e o mesmo parâmetro de ponderação da função convexa λ igual a 0,5, á qual representa o nível de aversão ao risco do investidor. O preço negociado no mercado de energia foi parametrizado como R\$ 160 o MWh.

A Figura 29 apresenta um esquemático simples do problema de tomada de decisão com 3 opções de investimento. O investidor possui um portfólio atual de 200 MW de Garantia

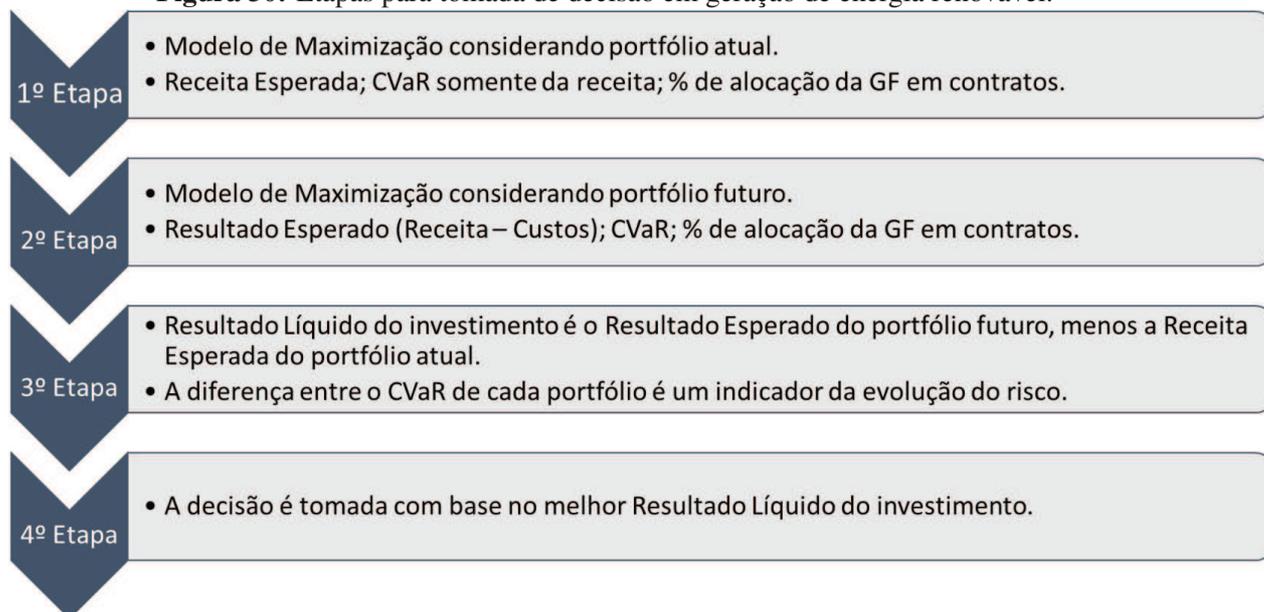
Figura 29: Esquemático do problema de tomada de decisão com 3 opções de investimento.



Fonte: Autor.

Física de geração hidrelétrica pertencente ao MRE. A análise e a tomada de decisão sobre o investimento segue as etapas conforme apresentado na Figura 30. As etapas 1 e 2 utilizam

Figura 30: Etapas para tomada de decisão em geração de energia renovável.



Fonte: Autor.

os mesmos parâmetros de aversão ao risco para encontrar a variável de mercado ótima que maximiza a função convexa entre o CVaR e a Receita Esperada.

O método apresentado permite avaliar o resultado considerando a posição de mercado ótima, tanto para o portfólio atual quanto para a composição futura de cada opção de investimento. Possibilita avaliar além do resultado esperado, também a evolução do risco da nova composição do parque gerador. Isso é importante, pois o investidor tem a possibilidade de avaliar se o investimento traz benefícios em termos de redução de riscos para o seu portfólio através da diversificação e complementação entre as unidades geradoras. Por fim, ainda tem como saída qual deve ser o montante negociado no mercado de energia, uma decisão estratégica da empresa.

Em cada opção de investimento é necessário analisar os resultados esperados e os níveis de risco do parque gerador futuro. O cálculo dos resultados financeiros requer, primeiramente, saber os resultados que o portfólio atual entregará no período futuro. A Tabela 4 mostra os dados de saída da modelagem para o período de simulação de 49 meses do portfólio atual composto apenas por UHE's.

Na Tabela 4 definem-se os seguintes indicadores:

- Receita Líquida Esperada: VPL das Receitas e Custos esperados para o período.
- CVaR: VPL do CVaR considerando Receitas e Custos e os parâmetros de aversão ao risco.
- Variável de decisão α : Percentual da GF do portfólio negociada.
- CVaR / Receita Líquida Esperada: Razão entre CVaR e Receita Líquida Esperada. Representa quanto o resultado financeiro da empresa está suscetível aos piores cenários.

Tabela 4: Resultados financeiros da Receita do portfólio atual composto apenas por UHE's.

Indicadores	Resultados
Receita Líquida Esperada	R\$ 883,29 milhões
CVaR	R\$ 783,34 milhões
Variável de decisão α	83,92%
CVaR / Receita líquida esperada	88,68%
Valor Presente dos Custos Equivalentes	NA
Resultado Líquido Esperado	NA
CVaR c/ invest - CVaR atual	NA

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

- Valor Presente dos Custos Equivalentes: Cálculo do Valor Presente para os CAE's mensais da janela de tempo analisada. Não aplicável nesse caso.
- Resultado Líquido Esperado: Resultado financeiro do portfólio futuro considerando Receitas e Custos, menos a Receita Esperada do portfólio atual. Nesse primeiro caso, não aplicável.
- CVaR c/ invest - CVaR atual: Comparação do CVaR do portfólio atual e futuro. Não aplicável nessa primeira simulação.

Nesse caso, apenas as receitas são consideradas, dado que os custos do parque gerador atual ocorrerão independentemente do investimento. Enfatiza-se novamente que ganhos de sinergia em custos de operação não fazem parte do escopo do trabalho.

5.1.1 Conjunto Eólico no Rio Grande do Norte

A primeira opção se trata de um conjunto eólico no Rio Grande do Norte, RN, cujo os dados são baseados no histórico de geração dos Conjuntos Morro dos Ventos II e Conjunto João Câmara III-CPFL (ONS, 2018b). Ambos os conjuntos estão no mesmo ponto de conexão da rede básica, João Câmara III - 138 kV. Foram utilizados os dados de Fator de Capacidade mensal dos últimos três anos. Na revisão bibliográfica foram apresentados trabalhos que utilizam a média histórica, o realizado do passado ou a projeção com base em softwares e simulações de longas séries de ventos. Como o trabalho apresenta fins acadêmicos e o objetivo é avaliar a modelagem, optou-se por trabalhar com os dados históricos disponíveis. Para simular a variabilidade intrínseca da geração foi utilizado um modelo estacionário com perfil sazonal mensal, conforme explanado na Seção 3.2.4. A modelagem apresentou resultado significativo, conforme os dados de saída do software R, e podem ser visualizados através da Figura 31.

Para atingir o objetivo de capturar a variabilidade na geração eólica, foi realizado uma simulação de Monte Carlo e gerado 2.000 séries, partindo-se do mês de Dezembro conforme os dados obtidos pelo NEWAVE. Na simulação foi aplicada um erro normalmente distribuído de até meio desvio padrão do histórico na função modelada para cenários com 49 meses de Fa-

Figura 31: Dados de saída do software R para a modelagem do histórico de Fator de Capacidade dos conjuntos eólicos do RN.

```

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.159333 -0.037583  0.002667  0.047083  0.098667

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
RN_EOL$JAN  0.34633    0.04221   8.204 2.01e-08 ***
RN_EOL$FEV  0.40433    0.04221   9.578 1.13e-09 ***
RN_EOL$MAR  0.24433    0.04221   5.788 5.75e-06 ***
RN_EOL$ABR  0.34033    0.04221   8.062 2.75e-08 ***
RN_EOL$MAI  0.37233    0.04221   8.820 5.37e-09 ***
RN_EOL$JUN  0.45767    0.04221  10.842 9.91e-11 ***
RN_EOL$JUL  0.58500    0.04221  13.858 6.01e-13 ***
RN_EOL$AGO  0.64367    0.04221  15.248 7.59e-14 ***
RN_EOL$SET  0.62100    0.04221  14.711 1.66e-13 ***
RN_EOL$OUT  0.56433    0.04221  13.369 1.29e-12 ***
RN_EOL$NOV  0.43600    0.04221  10.329 2.60e-10 ***
RN_EOL$DEZ  0.38133    0.04221   9.034 3.44e-09 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

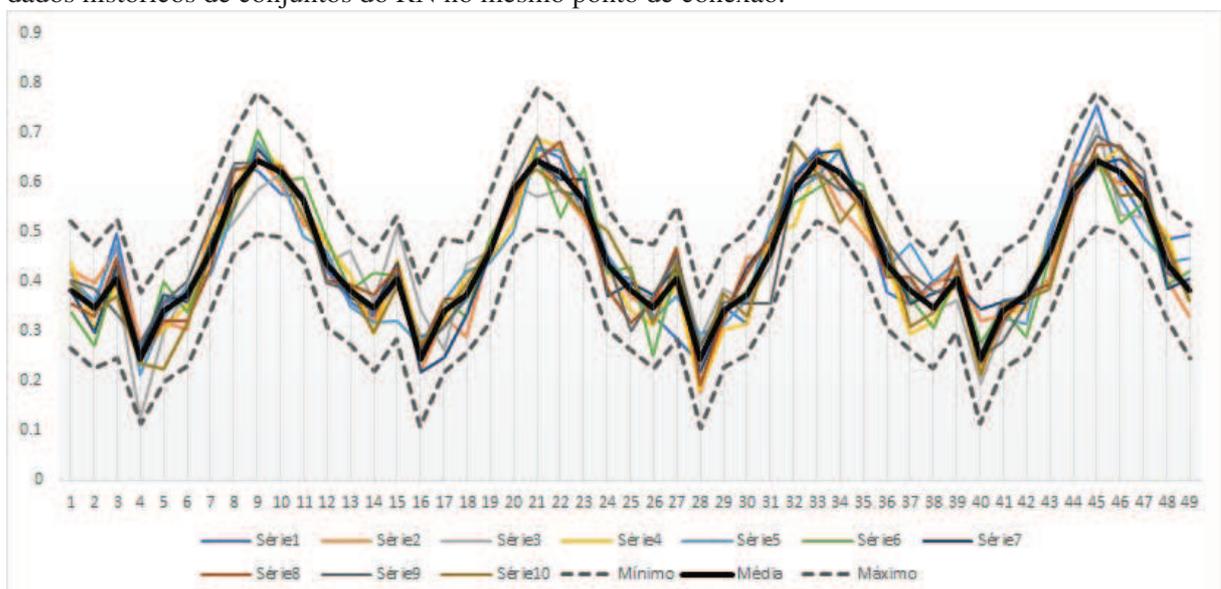
Residual standard error: 0.07312 on 24 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9838,    Adjusted R-squared:  0.9758
F-statistic: 121.7 on 12 and 24 DF,  p-value: < 2.2e-16

```

Fonte: Autor.

tor de Capacidade. A curva de geração modelada, os limites mínimos e máximos dos 2.000 cenários e 10 exemplos são apresentados na Figura 32.

Figura 32: Curva sazonalizada, limites inferiores e superiores, e 10 cenários gerados com base nos dados históricos de conjuntos do RN no mesmo ponto de conexão.



Fonte: Autor.

Tabela 5: Resultados financeiros da simulação do conjunto eólico do RN.

Indicadores	Resultados
Receita líquida esperada	R\$ 999,01 milhões
CVaR	R\$ 888,94 milhões
Variável de decisão α	86,27%
CVaR / Receita líquida esperada	88,98%
Valor Presente dos Custos Equivalentes	R\$ 109,56 milhões
Resultado Líquido Esperado	R\$ 115,72 milhões
CVaR c/ invest - CVaR atual	R\$ 105,60 milhões

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

Os resultados do modelo composto pelo portfólio da usina eólica analisada e os 200 MW de hidrelétricas pertencentes ao MRE são apresentados na Tabela 5

Observa-se pelos resultados que a composição desse conjunto eólico no portfólio, cujas características e demais parâmetros correspondem ao utilizado na modelagem, representa um resultado líquido esperado em torno de 115 milhões de reais em valor presente para o período de 49 meses posteriores. A composição do futuro portfólio também permitiu aumentar a negociação no mercado de energia para 86,27% da Garantia Física disponível futura. Isso significa uma maior previsibilidade no fluxo de caixa, porém as incertezas inerentes ao PLD e as aflições futuras ainda levam o modelo a comercializar um valor inferior a Garantia Física total. A razão entre a Receita Esperada e o CVaR mantém uma proporção semelhante, o que significa que a inserção do conjunto eólico não foi suficiente para reduzir consideravelmente o nível de exposição aos piores cenários.

5.1.2 Conjunto Eólico no Rio Grande do Sul

Os dados de geração do conjunto eólico no Rio Grande do Sul foram baseados no histórico de geração dos últimos 3 anos do Conjunto Quinta 138 kV, cujo ponto de conexão na rede básica é o Quinta - 138 kV (ONS, 2018b). A modelagem apresentou resultado significativo, conforme os dados de saída do software R, e podem ser visualizados através da Figura 33.

O tratamento dos dados seguiu o mesmo procedimento da Subseção 5.1.1. A curva de geração modelada de forma sazonal, os limites mínimos e máximos dos 2.000 cenários e 10 exemplos de cenários são apresentados na Figura 34.

Os resultados do modelo composto pelo portfólio composto pelo parte eólico do RS e os 200 MW de hidrelétricas pertencentes ao MRE são apresentados na Tabela 6.

O Resultado Líquido Esperado do Investimento para os 49 meses seguintes é de 82,24 milhões de reais aproximadamente. A variável de mercado ótima para a contratação é 83,92% da GF total. Essa variável está aderente ao esperado, pois se pode observar pela curva média de geração do conjunto que o histórico de geração não ultrapassou com frequência a GF do conjunto. Ao analisar os dados disponíveis nos Boletins Eólicos do ONS, o conjunto Quinta

Figura 33: Dados de saída do software R para a modelagem do histórico de geração do conjunto eólico do RS, sendo modelado o Fator de Capacidade.

```

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.16700 -0.04275  0.00000  0.05300  0.10867

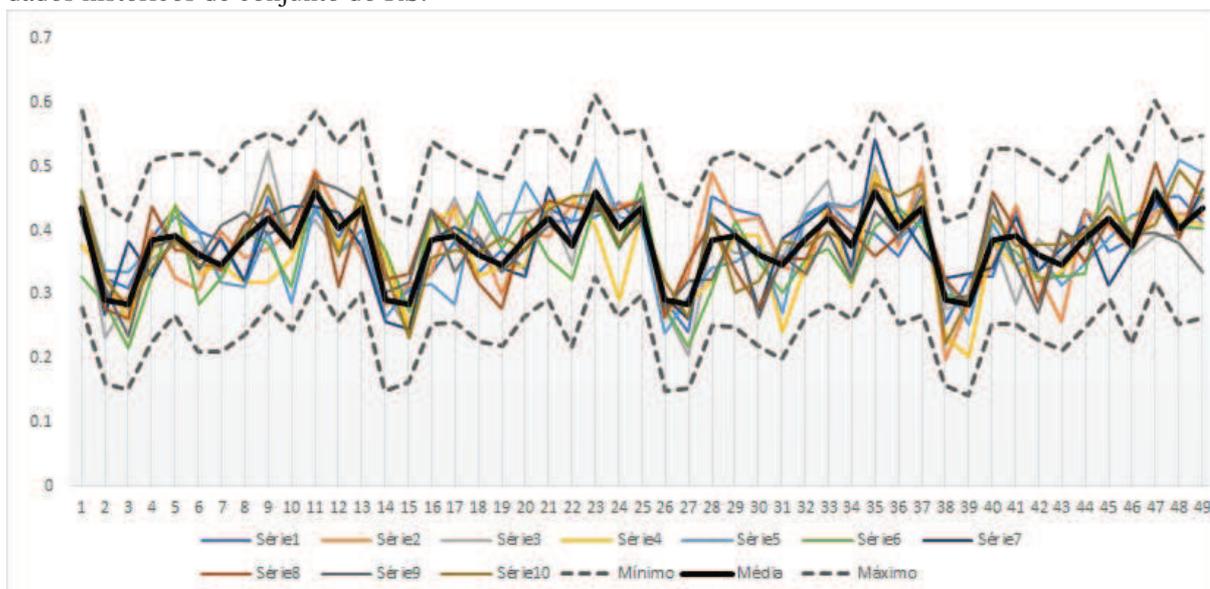
Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
RS_EOL$JAN    0.2920     0.0471   6.199 2.09e-06 ***
RS_EOL$FEV    0.2843     0.0471   6.037 3.11e-06 ***
RS_EOL$MAR    0.3853     0.0471   8.181 2.12e-08 ***
RS_EOL$ABR    0.3920     0.0471   8.322 1.56e-08 ***
RS_EOL$MAI    0.3627     0.0471   7.700 6.17e-08 ***
RS_EOL$JUN    0.3457     0.0471   7.339 1.40e-07 ***
RS_EOL$JUL    0.3887     0.0471   8.252 1.82e-08 ***
RS_EOL$AGO    0.4203     0.0471   8.924 4.32e-09 ***
RS_EOL$SET    0.3770     0.0471   8.004 3.13e-08 ***
RS_EOL$OUT    0.4603     0.0471   9.773 7.68e-10 ***
RS_EOL$NOV    0.4027     0.0471   8.549 9.56e-09 ***
RS_EOL$DEZ    0.4360     0.0471   9.257 2.17e-09 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.08158 on 24 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9705,    Adjusted R-squared:  0.9558
F-statistic: 65.86 on 12 and 24 DF,  p-value: 2.317e-15

```

Fonte: Autor.

Figura 34: Curva sazonalizada, limites inferiores e superiores, e 10 cenários gerados com base nos dados históricos de conjunto do RS.



Fonte: Autor.

138 kV tem um histórico de geração inferior aos demais conjuntos do estado. Entretanto, no caso de uma empresa ter como opção de investimento um conjunto com essa expectativa de

Tabela 6: Resultados financeiros da simulação do portfólio hidro-eólico do RS.

Indicadores	Resultados
Receita Líquida Esperada	R\$ 965,53 milhões
CVaR	R\$ 853,49 milhões
Variável de decisão α	83,92%
CVaR / Receita líquida esperada	88,39%
Valor Presente dos Custos Equivalentes	R\$ 109,56 milhões
Resultado Líquido Esperado	R\$ 82,24 milhões
CVaR c/ invest - CVaR atual	R\$ 70,15 milhões

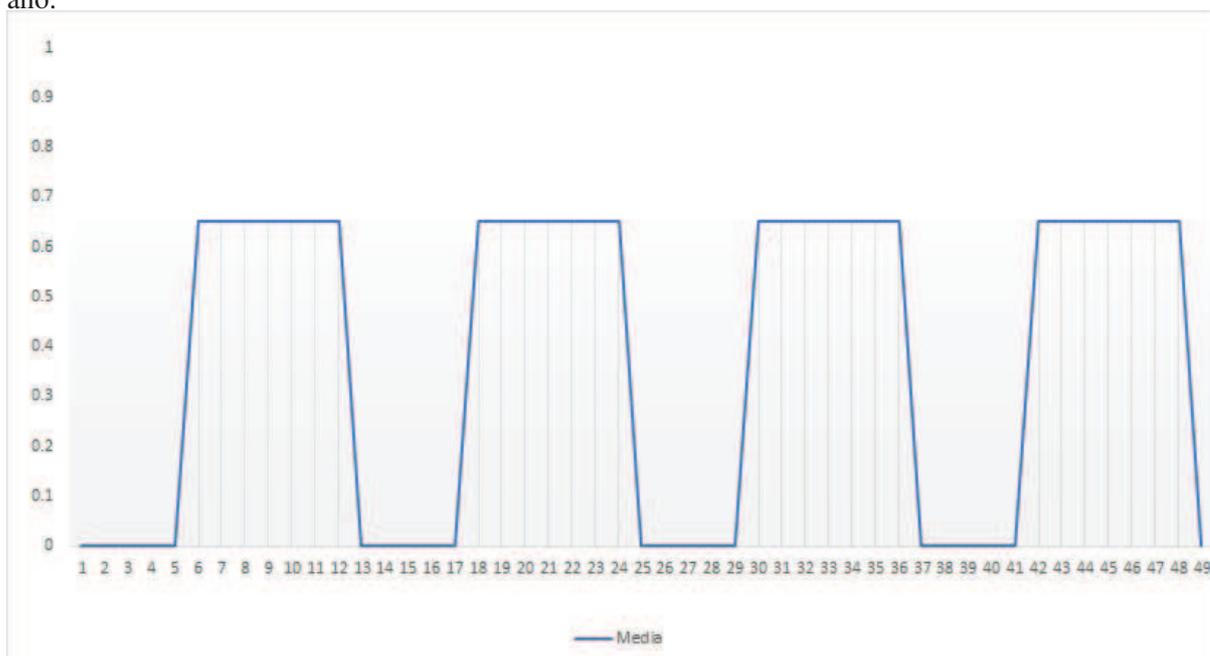
Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

geração, o resultado seria o mencionado. Ao comparar o CVaR obtido nos 5% piores cenários, observa-se uma diferença de 13% no resultado ou aproximadamente 112 milhões de reais ao longo do período de análise. Já o valor presente do fluxo de caixa dos Custos Equivalentes em base mensal apresenta o mesmo valor do Conjunto Eólico do RN, dado que foram utilizados as mesmas premissas no cálculo.

5.1.3 Usina a Biomassa com Base de Cana-de-Açúcar

A curva de geração da usina a biomassa foi baseada na literatura (CAMARGO, 2015), considerando a disponibilidade de combustível durante o ano. A curva é *flat* durante o período de safra e foi parametrizada em 65% de Fator de Capacidade durante os meses correspondentes, de maio a novembro, conforme apresentado na Figura 35.

Figura 35: Curva típica de uma usina a biomassa com disponibilidade de combustível em 5 meses por ano.



Fonte: Autor.

Tabela 7: Resultados financeiros da simulação do portfólio hidro-Biomassa.

Indicadores	Resultados
Receita Líquida Esperada	R\$ 911,22 milhões
CVaR	R\$ 741,49 milhões
Variável de decisão α	85,59%
CVaR / Receita líquida esperada	81,37%
Valor Presente dos Custos Equivalentes	R\$ 164,33 milhões
Resultado Líquido Esperado	R\$ 27,93 milhões
CVaR c/ invest - CVaR atual	(-)R\$ 41,85 milhões

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

Diferentemente das curvas de geração eólica, não foi inserido um distúrbio nas séries de geração das térmicas movidas as biomassa. Não obstante, a variabilidade ocorrer na prática, essa variação é menor quando comparada às usinas eólicas. As usinas térmicas fundamentalmente dependem da disponibilidade de combustível, que no caso do bagaço da cana-de-açúcar segue o comportamento de safra, cujo comportamento é semelhante ao longo dos anos.

Os resultados do modelo composto pelo portfólio da usina a biomassa analisada e os 200 MW de hidrelétricas pertencentes ao MRE são apresentados na Tabela 7.

O resultado líquido foi 27,93 milhões de reais para o período de estudo. Esse resultado foi impactado em grande parte pela diferença no valor dos Custos Equivalentes mensais, à qual foi calculado com o mesmo custo por unidade de potência instalada, porém com uma vida útil de 20 anos. Caso se despreze os efeitos dos custos financeiros do projeto e analise apenas sob a ótica da receita, o portfólio teria uma receita total superior ao conjunto eólico do RS e inferior ao conjunto eólico do RN. Apesar das curvas de geração das usinas a biomassa serem coincidentes aos períodos de maior preço do PLD histórico (períodos secos) (RALSTON et al., 2010), a instabilidade e a alta variabilidade nos preços do PLD projetados, impactaram o CVaR da composição Hidro-Biomassa. A razão entre a Receita Esperada e o CVaR mostrou uma piora em relação ao caso da empresa optar por não investir, tendo uma razão de 122,9%. Além disso, o CVaR para 5% do portfólio somente hidráulico apresentou um resultado superior ao do portfólio hidro-biomassa. Ou seja, mesmo com um modelo de aversão ao risco o CVaR do projeto é deficitário.

5.1.4 Tomada de Decisão e Análise dos Resultados em Conjunto

A Tabela 8 apresenta o Resultado Líquido Esperado, a razão entre o CVaR e a posição de mercado do portfólio futuro. A avaliação das três opções, considerando todas as premissas adotadas, mostrou que a melhor alternativa seria o investimento no parque eólico do RN. Essa opção apresentou o melhor Resultado Líquido com o menor risco, medido pela razão entre o CVaR e o Receita Líquida Esperada, dentre as opções disponíveis.

Ressalta-se que não é possível generalizar a preferência para todos os parques eólicos do RN

Tabela 8: Resultados financeiros das três opções de investimento.

Indicador	Conj. RN	Conj. RS	Biomassas
Resultado Líquido Esperado	R\$ 115,72 milhões	R\$ 82,24 milhões	R\$ 27,93 milhões
CVaR / Receita líquida esperada	88,98%	88,39%	81,37%
Variável de decisão α	86,27%	83,92%	85,59%

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

em relação aos conjuntos do RS ou biomassa. A análise deve ser realizada caso a caso, além disso, o estudo considerou que o portfólio atual possui apenas geração hidrelétrica. Entretanto, o modelo pode absorver na análise diferentes composições e estaria apto, por exemplo, para ser aplicado por uma empresa que já possui um portfólio eólico e resolvesse aumentar seu parque gerador.

Ao comparar os dois conjuntos eólicos, ficou evidente também a preferência pelo conjunto com melhor performance. Nos casos de performances semelhantes, o resultado seria influenciado em maior parte pela complementariedade existente entre o comportamento das usinas pertencentes ao MRE e a curva de geração esperada pelo empreendimento em análise. Essa complementariedade, chamada de *hedge* natural, é contemplada pela modelagem, pois ao ponderar o CVaR na função de maximização, a solução tenderá a compor um portfólio de menor exposição ao MCP em períodos de maior preço.

5.2 Análise do Modelo para Diferentes Níveis de Aversão ao Risco

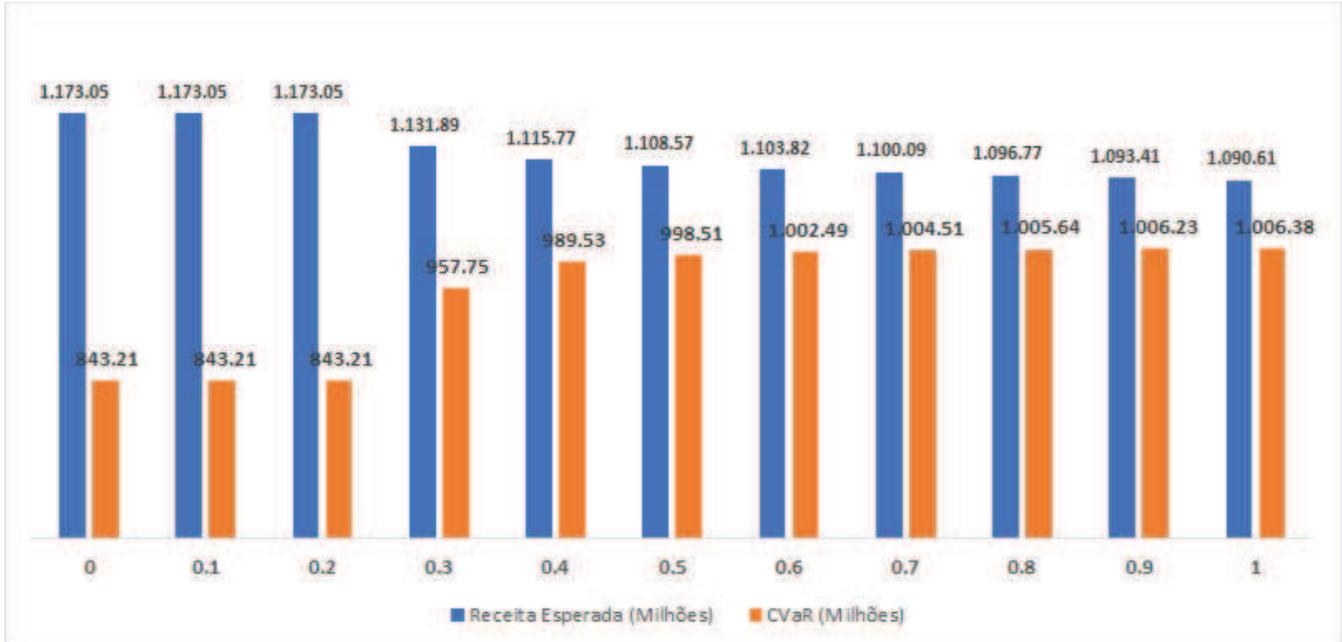
Conforme retratado no Subcapítulo 2.2.4, investidores possuem aversão ao risco e procuram obter o máximo retorno para um determinado apetite ao risco. Investimentos no setor elétrico também possuem essa característica, entretanto, o elevado volume de capital e tempo de retorno necessários para tais investimentos implicam na necessidade do investidor de proteger-se de eventuais perdas.

Ao modelar o problema por uma função convexa ponderada entre o CVaR e a Receita Esperada, é possível ao investidor variar sua aversão ao risco e encontrar uma posição de mercado que satisfaça o retorno esperado e seu nível de aversão ao risco. Para demonstrar o comportamento do modelo para diferentes níveis de aversão ao risco, se variou o parâmetro λ , responsável pela ponderação na função de maximização. O λ variou de 0 a 1, ou seja, variou de um modelo de risco neutro a um modelo completamente avesso ao risco. Isso significa que para λ igual a 0, o modelo de programação linear maximizou apenas a Receita Esperada, independente do resultado dos piores cenários. Já para o λ igual a 1, o programa maximizou baseado apenas no resultado do CVaR. Todas essas variações mantiveram o parâmetro σ em 95%, ou seja, foi considerado para o cômputo do CVaR os 5% dos piores casos.

A fim de detalhar o comportamento do modelo sob a ótica das receitas e da variável de mercado, se retirou do cálculo os custos equivalentes. Os custos seriam os mesmos para todos os cenários, pois o cálculo independe da variação de λ . O gráfico de saída da receita esperada

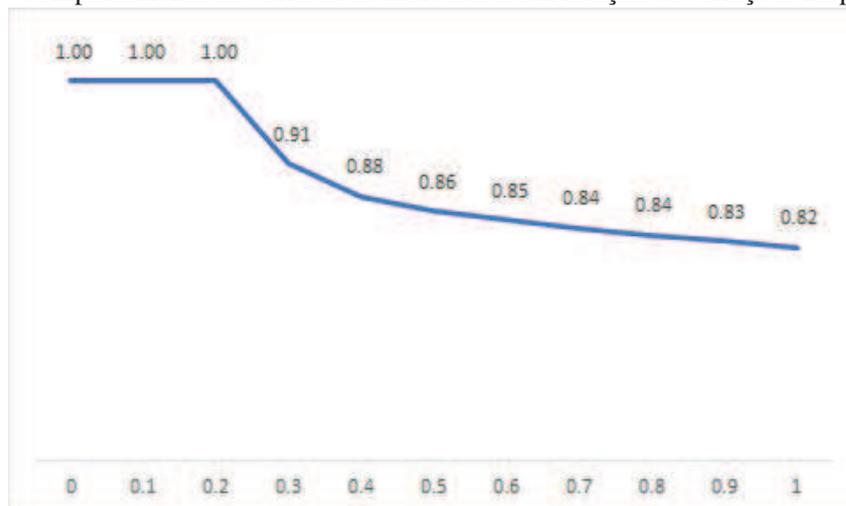
e do CVaR para cada λ variando de 0 a 1 ao passo de 0.1 pode ser visualizado na Figura 36. A Figura 37 representa a variável de decisão de mercado α para cada variação do parâmetro de ponderação do CVaR.

Figura 36: Comportamento da Receita Esperada e do CVaR para cada variação de λ .



Fonte: Autor.

Figura 37: Comportamento da variável de mercado α em relação as variações no parâmetro λ .



Fonte: Autor.

Conforme esperado, quando o investidor é neutro ao risco o modelo tem como saída a maior Receita Esperada possível, à qual é representada por 100% da GF negociada. Porém, o CVaR apresenta um resultado de 71,9% quando comparado a receita esperada ou aproximadamente 330 milhões a menos, considerando o período de 49 meses de análise. Ao variar-se o parâmetro λ , o modelo tende a ser mais conservador e reduzir a variável de decisão α e consequentemente

a receita esperada. Isso acontece, pois o modelo irá reduzir a exposição ao MCP e proteger a empresa de perdas substanciais quando o PLD estiver alto e o deficit de geração também nos piores cenários. Do risco neutro ao modelo completamente avesso ao risco, a diferença foi próxima a 18% da GF deixar de ser negociada. Para entendimento da grandeza, 18% da GF de um portfólio de 249 MW médios representaria mais de 5 milhões de receita fixa mensalmente ao preço de R\$ 160,00 o MWh. Entretanto, pode-se fazer um exercício contrário e imaginar uma exposição ao MCP com o PLD no teto, R\$ 533,82 o MWh. A diferença dos mesmos 18% negociados a R\$ 160,00 e liquidados no MCP a R\$ 533,82 o MWh representaria um desembolso líquido próximo de R\$ 12,46 milhões por parte da empresa. Um valor significativo para o resultado e o caixa do gerador em apenas um mês. Outro fato possível de evidenciar é a aproximação do CVaR e a Receita Esperada a medida que a aversão ao risco aumenta. Portanto, para investidores mais avessos ao risco, suas decisões devem se pautar em parâmetros λ mais próximos de 1, sendo a recíproca valores mais próximos de 0.

5.3 Variações do Portfólio Atual e Sinergia de Projeto

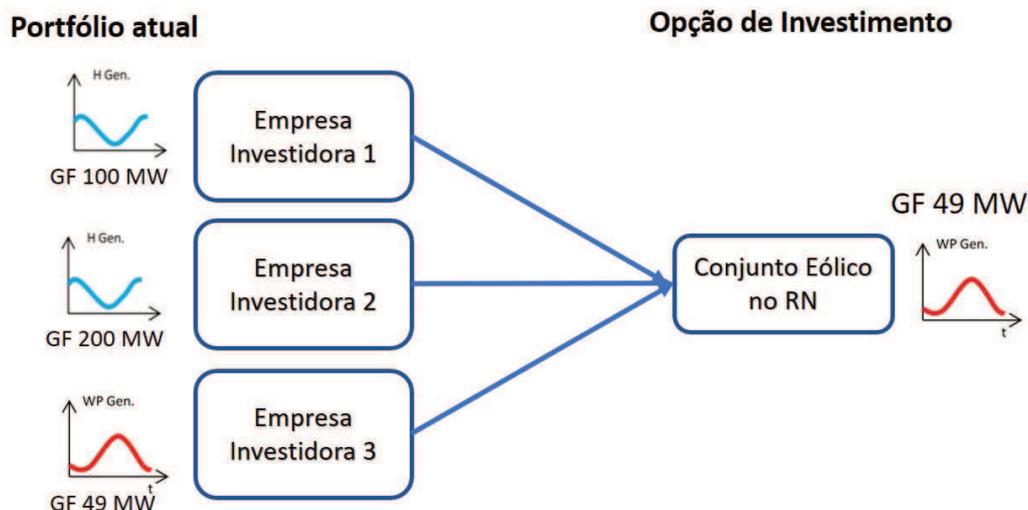
Todas as simulações até o momento partiram da premissa inicial que a empresa investidora possui um parque gerador composto por 200 MW médios de GF hidrelétrico. Nessa seção busca-se avaliar qual o comportamento do modelo quando empresas com portfólios diferentes avaliam a mesma opção de investimento. A identificação de sinergias entre o portfólio atual e composto pelo investimento futuro é uma importante avaliação por parte do investidor. Por sinergia, se define como ganhos em resultado esperado ou em redução de risco devido a complementariedade do investimento ao portfólio atual. Não se consideram no trabalho as sinergias físicas de projeto, como aproveitamento de sistemas de transmissão ou de estruturas de operação, ganhos em escala como aproveitamento de estruturas comerciais ou compartilhadas, entre outros.

Definido o objetivo, então, foram criadas três situações diferentes onde uma empresa deve avaliar o investimento no conjunto eólico do RN. As 3 situações são retratadas conforme a Figura 38.

- **Referência:** A empresa não possui capacidade de geração no mercado brasileiro.
- **Situação 1:** A empresa possui 100 MW médio de GF em hidroeletricidade pertencente ao MRE.
- **Situação 2:** A empresa possui 200 MW médio de GF na mesma situação do item anterior.
- **Situação 3:** A empresa possui o parque eólico do RS, cuja GF é 49 MW e capacidade instalada é 100 MW.

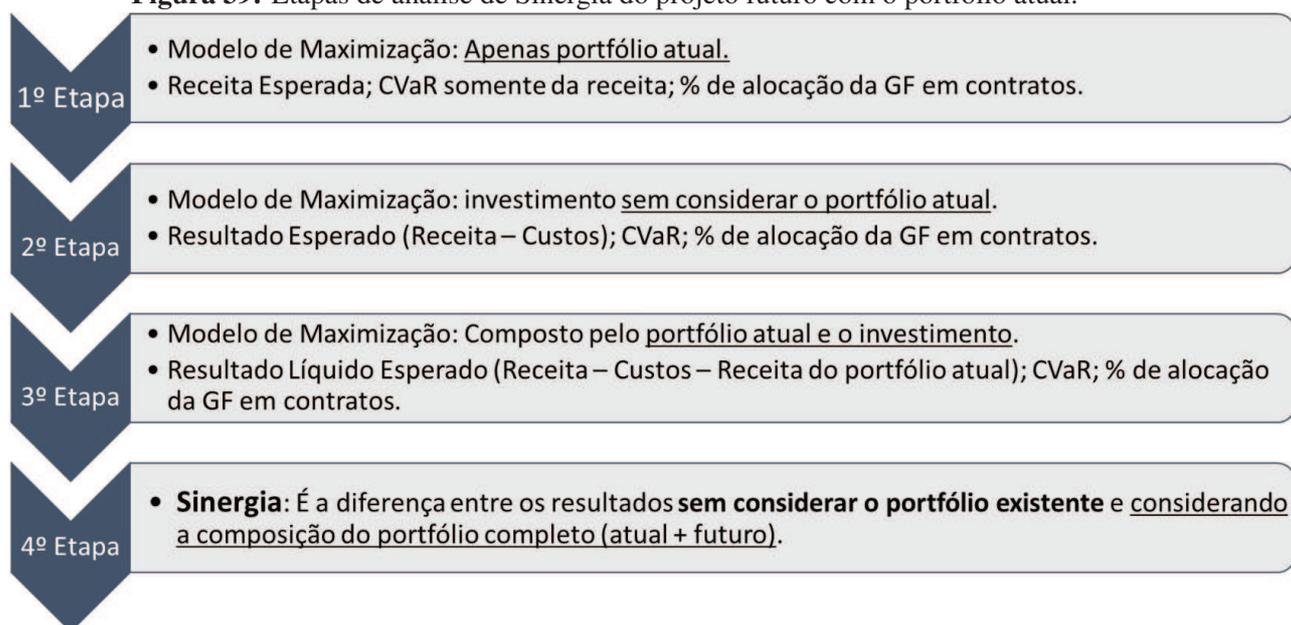
As sinergias das Situações 1,2 e 3 serão avaliadas conforme os procedimentos apresentados na Figura 39.

Figura 38: Avaliação do investimento em três situações com portfólio atual diferente.



Fonte: Autor.

Figura 39: Etapas de análise de Sinergia do projeto futuro com o portfólio atual.



Fonte: Autor.

Os parâmetros financeiros e de aversão ao risco para avaliação do projeto ou aquisição são os mesmos adotadas na Seção 5.1.1. Os resultados de Referência, a qual correspondem a etapa 2, são apresentados na Tabela 9. Como a empresa não tem capacidade de geração, o Resultado Líquido é o mesmo que a Receita Líquida Esperada, à qual foi definida como sendo o VPL da receita total e dos custos equivalentes mensais para o período de estudo. Apenas o conjunto eólico compondo o portfólio da empresa permite uma negociação de 92,84% da GF, mesmo com um parâmetro λ igual a 0,5. Porém, o CVaR do conjunto isolado é de apenas 36,50% do resultado esperado ou em torno de R\$ 71 milhões a menos. Esses números demonstram os

Tabela 9: Resultados financeiros da simulação de investimento sem capacidade instalada.

Indicadores	Resultados
Receita líquida esperada	R\$ 112,90 milhões
CVaR	R\$ R\$ 41,204 milhões
Variável de decisão α	92,84%
CVaR / Receita líquida esperada	36,50%
Valor presente dos Custos Equivalentes	R\$ 109,56 milhões

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

riscos que envolvem investimentos em fontes com alta variabilidade ou intermitentes.

5.3.1 Resultados e Sinergia - Situação 1

A Situação 1 trata-se de uma empresa com portfólio de 100 MW médios de GF, conforme mencionado. Os resultados financeiros considerando apenas os 100 MW médios para os próximos 49 meses são apresentados na Tabela 10. A avaliação do investimento segue os mesmos

Tabela 10: Resultados financeiros da simulação com portfólio atual de 100 MW médio composto por UHE's.

Indicadores	Resultados
Receita esperada	R\$ 441,64 milhões
CVaR	R\$ 391,67 milhões
Variável de decisão α	83,92%
CVaR / Receita líquida esperada	88,68%

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

passos da Seção 5.1 (Fig. 30). Os resultados do investimento no conjunto eólico do RN ao considerar a nova capacidade de geração é apresentado na Tabela 11.

Tabela 11: Resultados financeiros da simulação de investimento sem portfólio atual.

Indicadores	Resultados
Receita líquida esperada	R\$ 554,56 milhões
CVaR	R\$ 480,83 milhões
Variável de decisão α	86,86%
CVaR / Receita líquida esperada	86,71%
Valor Presente dos Custos Equivalentes	R\$ 109,56 milhões
Resultado Líquido Esperado	R\$ 112,91 milhões
CVaR c/ invest - CVaR atual	R\$ 89,16 milhões

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

Nota-se que o Resultado Líquido Esperado foi de 112,91 milhões de reais, menos de 1 milhão superior ao resultado quando a empresa não possui unidade geradora no país. Ou seja, o ganho de sinergia foi relativamente pequeno referente ao Resultado Esperado. Todavia, a razão entre o CVaR e a Receita Líquida Esperada passa para 86,71%, muito superior aos 34,50% do

investimento sem possuir capacidade de geração. Esse resultado mostra que a geração hidrelétrica funciona como um *hedge* para compensar o risco que a variabilidade natural dos ventos possuem.

5.3.2 Resultados e Sinergia - Situação 2

A Situação 2 repete a análise realizada na Seção 5.1.1, porém com foco na sinergia entre investimento e portfólio atual. O resultado financeiro da receita referente ao portfólio atual, considerando a variável ótima de mercado foi apresentado na Tabela 4. Já o resultado financeiro do portfólio combinado é apresentado novamente na Tabela 12.

Tabela 12: Resultados financeiros da simulação de investimento composto por Hidro-Eol RN.

Indicadores	Resultados
Receita líquida esperada	R\$ 999,01 milhões
CVaR	R\$ 888,94 milhões
Variável de decisão α	86,27%
CVaR / Receita líquida esperada	88,98%
Valor Presente dos Custos Equivalentes	R\$ 109,56 milhões
Resultado Líquido Esperado	R\$ 115,72 milhões
CVaR c/ invest - CVaR atual	R\$ 105,60 milhões

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

O resultado é semelhante a Situação 1, porém há um ganho próximo de 3 milhões no Resultado Líquido Esperado. O perfil de risco se reduz significativamente, indo para uma relação de 88,98% entre CVaR e Receita Líquida Esperada. Ou seja, para um portfólio ainda maior de geração hidráulica, o efeito de *hedge* se intensifica. Portanto, os ganhos de sinergia são ainda maiores na composição referente à Situação 2.

5.3.3 Resultados e Sinergia - Situação 3

A Situação 3 trata do caso que a empresa é proprietária do Conjunto do RS tratado na Seção 5.1.2. Os resultados financeiros ao avaliar apenas o conjunto é apresentado na Tabela 13. Pode-se observar que a variável de mercado ótima, cujo valor é 78,34%, responde ao histórico

Tabela 13: Resultados financeiros da simulação com apenas o Conjunto do RS.

Indicadores	Resultados
Receita esperada	R\$ 189,36 milhões
CVaR	R\$ 141,13 milhões
Variável de decisão α	78,34%
CVaR / Receita líquida esperada	74,53%

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

de baixa performance do conjunto, quando comparado a sua GF de 49MW médios. Isso é

possível de observar pela curva de geração apresentada na Figura 34.

Ao se avaliar o possível investimento compondo um portfólio futuro com o conjunto do RN, se obtém os resultados apresentados na Tabela 14.

Tabela 14: Resultados financeiros da simulação de investimento com portfólio Eólico RS - Eólico RN.

Indicadores	Resultados
Receita líquida esperada	R\$ 303,32 milhões
CVaR	R\$ 206,31 milhões
Variável de decisão α	86,16%
CVaR / Receita líquida esperada	68,02%
Valor Presente dos Custos Equivalentes	R\$ 109,56 milhões
Resultado Líquido Esperado	R\$ 113,96 milhões
CVaR c/ invest - CVaR atual	R\$ 65,18 milhões

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados da simulação.

O Resultado Líquido Esperado apresentou um ganho de sinergia em torno de 1 milhão de reais. Referente ao nível de risco representado pela diferença entre o CVaR e a Receita Líquida Esperada também houve ganhos de sinergia, saindo de 36,50% para 68,02%. Em valores absolutos, corresponde a aproximadamente 25 milhões de resultado entre o CVaR anterior e o CVaR com a composição eólica-eólica.

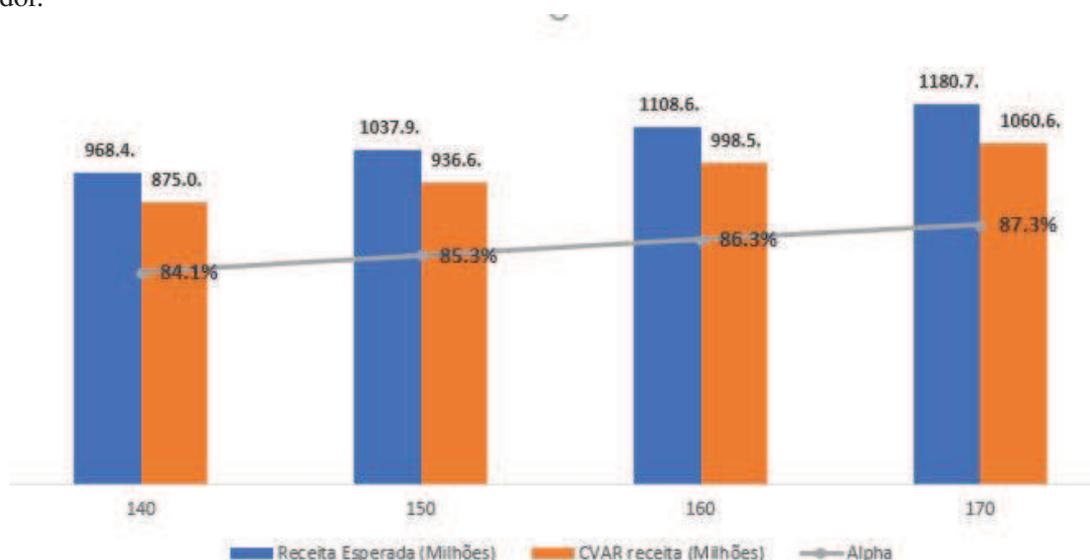
5.4 Variação nos Preços Negociados e Impactos nos Resultados

Por fim, simulou-se qual o impacto nos resultados para diferentes níveis de preço médio negociado. O PLD de certa forma deveria guiar os preços praticados no mercado. Contudo, com a alta volatilidade apresentada nos últimos anos, o PLD tem apresentado dificuldades na sinalização dos preços a ser praticados no mercado de energia. Portanto, é importante para o tomador de decisão conseguir avaliar como o resultado do investimento se comporta nos casos onde se consiga negociar a preços maiores ou menores.

Para entender o comportamento, então, simulou-se o portfólio composto por 200MW médios hidroelétricos pertencentes ao MRE composto com o conjunto do RN. Os parâmetros financeiros e de aversão ao risco foram os mesmos praticados na Seção 5.1. A Figura 40 mostra os resultados para cada preço, no eixo x, e os resultados em termos de Receita Esperada e CVaR (ambos sem descontar os custos de investimento).

Conforme o esperado, quanto menor o preço médio negociado, menor é a parcela da GF negociada no mercado de energia. Isso acontece, pois o preço médio negociado passa a ter uma significância menor em relação aos preços no PLD. Com essa análise é possível verificar quais preços a empresa deve praticar no futuro para obter o retorno e o risco esperado. Além disso, a empresa pode mudar sua posição de mercado de acordo com o aumento dos preços no mercado, nos casos onde ainda possua lastro negociável.

Figura 40: Receita Esperada, CVaR da receita e variável de mercado x Preço médio negociado pelo gerador.



Fonte: Autor.

5.5 Síntese e Discussões dos Resultados

O objetivo do capítulo é apresentar a tomada de decisão sob diferentes perspectivas, de modo a avaliar os resultados para diferentes cenários de investimento. A Seção 5.1 demonstrou como o modelo pode ser utilizado para avaliar diferentes projetos ao considerar um portfólio já existente de 200 MW de GF de UHE's. A opção pelo conjunto do RN foi decidida pelos resultados financeiros obtidos com a inserção do conjunto ao hipotético portfólio atual. A escolha se deu, primeiramente, pelo desempenho superior do histórico de geração da usina frente ao conjunto do RS. Entretanto, quando comparado à usina a biomassa, o resultado do conjunto do RN foi superior principalmente pelas diferenças de vida útil do empreendimento, a qual é um fator de cálculo do CAE. Em relação aos riscos de cada opção de investimento, evidenciou-se que a inserção das usinas eólicas no parque gerador da empresa não afetou consideravelmente a razão entre o CVaR e a Receita Esperada. Entretanto, quando comparado tais resultados com a Seção 5.3, observa-se que o perfil de risco do investimento quando a empresa não possui parque gerador hidrelétrico é muito maior. Pode-se, então, concluir que o efeito de *hedge* das UHE's para investir em energia eólica é muito superior, quando comparado a recíproca.

A Seção 5.2 evidenciou o comportamento do investidor baseado nos resultados de saída do modelo, quando o nível de aversão ao risco muda. Quando o investidor é neutro ao risco e toma sua decisão baseada apenas no Resultado Esperado, o modelo tende a direcionar a solução para uma negociação de toda a GF disponível. Esse comportamento é aderente ao esperado, pois ao negociar toda a GF, tem-se um aumento significativo da receita fixa, a qual não é influenciada pelas incertezas do PLD e das afluições. Dado que a maior parte do período histórico se tem um PLD inferior ao valor negociado em mercado, a Receita Esperada média tende a ser maior

negociando-se 100% da GF. Entretanto, ao incrementar o fator de ponderação ao risco λ , o investidor “abre mão” de uma receita fixa maior para se proteger das incertezas do PLD e da exposição indevida no MCP. Quando o modelo maximiza apenas o CVaR, ou seja, completamente avesso ao risco, o CVaR atinge seu ponto máximo e a Receita Esperada se aproxima do valor da média dos piores cenários. Uma possibilidade seria fixar o valor mínimo do CVaR para a empresa investir e ajustar o parâmetro λ para atingir esse resultado. Ao determinar o CVaR mínimo, a empresa tomaria a decisão com base no maior Resultado Esperado, tomando o CVaR como uma restrição.

Nas duas primeiras seções considerou-se uma empresa investidora, cujo parque gerador atual se mantinha. Na Seção 5.3 considerou-se três situações, onde empresas que possuem parques geradores diferentes avaliam a decisão de investimento no conjunto eólico do RN. Essa seção demonstrou que o resultado do investimento possui dependência do portfólio gerador atual, mesmo desconsiderando os ganhos de sinergia física ou de escala de produção. Isso significa que possivelmente plantas geradoras trarão mais resultado para algumas empresas do que para outras, em termos de complementação das curvas de geração. Ao avaliar o investimento isoladamente, desconsiderando o portfólio existente, o risco medido pela razão entre o CVaR e a Receita Esperada era elevado, tal que a Receita Esperada era quase 3x o CVaR. Esse resultado demonstra o alto risco que um portfólio concentrado numa fonte e um local apresenta em termos de variabilidade e exposição ao MCP. Entretanto, ao avaliar a composição por outras fontes, demonstrou-se os efeitos positivos da diversificação da matriz energética por parte da empresa. Os resultados das 3 situações apresentam melhora em termos de aversão ao risco por parte do gerador. Já quando avalia-se apenas o resultado esperado, os ganhos não tiveram a mesma expressão.

Por último, a Seção 5.4 trata do comportamento do modelo para diferentes perspectivas de preço médio negociado. Os resultados indicaram, conforme o esperado, que quanto maior o preço médio negociado, maior a parcela da GF negociada no mercado de energia. Essa avaliação torna-se importante, pois é necessário que o investidor esteja atento ao preço praticado no mercado e aos preços do PLD. Com o aumento gradativo dos preços no mercado de energia, o gerador pode optar por negociar uma parcela maior da sua GF ainda desconstruída. Em tese, o PLD deveria servir como um referencial para indicar os preços praticados no mercado de energia. Contudo, a volatilidade dos preços praticados no Mercado de Curto Prazo dificulta o gerador de avaliar quais devem ser os preços adotados.

6 CONCLUSÕES

A tomada de decisão em investimentos na geração renovável com base em fontes não convencionais é realizada sob alto grau de incerteza. A empresa não somente precisa prever o comportamento da geração de energia do seu parque gerador, mas também precisa estimar como serão os preços futuros do PLD, o regime fluvial dos rios que compõem as bacias hidrográficas brasileiras, estimar os custos futuros e todos os fatores que irão compor o seu fluxo de caixa nos próximos anos. Como são investimentos de capital intensivo, a empresa ainda precisa mensurar os riscos de construção dos projetos ou os riscos envolvendo aquisições de parques geradores. Além disso, a geração de energia está inserida num contexto de forte regulação do Estado, portanto também está sujeita a riscos regulatórios e jurídicos.

A modelagem e simulação utilizada no trabalho de dissertação contribui em diferentes aspectos com a literatura acadêmica. Primeiramente, ao modelar o problema como uma função convexa entre CVaR e Receita Esperada, permite ao tomador de decisão conhecer e avaliar os resultados de suas ações nos casos onde as afluências dos rios e os PLD's futuros não se comportem conforme o esperado. Com isso, a decisão passa a ser tomada não somente com base na média, mas também capturando o efeito das incertezas e variabilidades presentes na realidade. As simulações realizadas demonstraram os efeitos positivos que a diversificação do portfólio traz aos resultados. Esses efeitos são amplamente debatidos no Referencial Teórico, desde os conceitos iniciais trazidos pela teoria desenvolvida por Markowitz (1952).

As simulações também mostraram a inviabilidade do gestor definir o investimento sem considerar o portfólio atual da empresa. Excetuando-se os tradicionais ganhos de escala e aproveitamentos de estruturas comuns em qualquer aumento de capacidade, o trabalho apresentou os benefícios da complementação das curvas de geração de uma composição diversificada do portfólio. Tais resultados reforçam a teoria apresentada, principalmente relacionada a inserção dos conjuntos eólicos numa matriz já composta por UHE's. Na simulação realizada para avaliar o conjunto eólico isolado, tornou-se evidente os altos riscos que a geração de energia intermitente traz para o investidor. Esses riscos são os mesmos quando se expande a fronteira de análise para o SIN, pois do ponto de vista de um planejador central, corre-se o risco da capacidade instalada ser muito superior a carga do país, porém mesmo assim a matriz energética ter dificuldade de suprir a carga em determinados períodos. Isso pode acontecer quando as curvas de geração da matriz energética são correlacionadas positivamente e não existe flexibilidade na geração, como nos casos das hidrelétricas a reservatórios ou térmicas a combustíveis fósseis. Isso implica em maiores custos para todo o país e conseqüentemente impactos negativos na economia da nação.

Os resultados apresentados no Capítulo 5 contribuem também para reforçar a teoria sobre os problemas da tomada de decisão com base somente nos custos por geração. Dado a evolução histórica da capacidade de geração, sendo no mundo com base em combustíveis fósseis e no Brasil com base em hidrelétricas a reservatório, a tomada de decisão avaliando-se apenas o custo de geração tinha uma eficácia maior. Entretanto, ao alterar a preferência da matriz ener-

gética ao longo dos últimos anos almejando reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e a emissão de gases, se tornou inviável a avaliação do investimento somente pelo aspecto do custo. A inserção da variabilidade na disponibilidade do recurso, sejam os ventos, a luz solar ou a afluência dos rios, alterou a complexidade da tomada de decisão. Outro fator que alterou a forma de tomar decisão está relacionada à formação dos preços no mercado de energia, a qual no Brasil ainda se utiliza um modelo matemático com base em algoritmos.

Ainda referente às contribuições acadêmicas do trabalho, enfatiza-se o êxito quanto aos objetivos de avaliar as variáveis que devem compor o modelo de tomada de decisão, a consideração da aversão ao risco e a influencia no resultado da capacidade instalada da empresa. A composição e complementação do portfólio não somente reduz os riscos financeiros para a empresa, mas também contribui para a sustentabilidade do sistema com a diversificação de ativos e fontes. A viabilização econômica dos projetos são fundamentais para o crescimento do uso de fontes renováveis não convencionais no Brasil.

Por fim, reconhece-se as limitações do trabalho quanto as simplificações do modelo nos seguintes itens:

- Fluxo de caixa das despesas, sendo um modelo simplificado nas simulações apenas utilizando o CAE do investimento.
- Detalhamento de amortizações, reinvestimentos, custos com operação e manutenção.
- Efeitos das tributações sobre o resultado ou possíveis desonerações.
- Simplificação do mercado de energia, tipos de contratação ou possibilidade de sazonalizar os contratos de energia.
- Curvas de geração com base no realizado de um período curto.
- Horizonte de análise de apenas 49 meses.

Apesar do modelo apresentado permitir abarcar todas essas alterações. Tais simplificações permitiram o trabalho focar nos pontos de maior interesse relacionado ao problema de pesquisa, sendo assim suficientes para o alcance dos objetivos propostos.

Como recomendação para trabalhos futuros, primeiramente, a avaliação dos dados eólicos através de longas séries de ventos permitiria uma projeção de geração mais próxima da realidade. Outro ponto não adotado, foi a consideração de PCH's fora do MRE ou usinas solares. Já sobre a regulação, o trabalho considera todas regras praticadas no país atualmente, como a formação de preços através do CMO, o MRE e a liquidação no MCP. Porém, o MME (2018) vem tratando de uma consulta pública para alterar o marco regulatório presente no país. No caso de alteração da normas regulatórias vigentes, principalmente em relação à formação de preços no MCP, como, por exemplo, um modelo por lances semelhante ao mercado europeu traria oportunidades de novas pesquisas, onde possivelmente a avaliação da variabilidade de

geração seja necessária também para os horários do dia. Quaisquer alterações regulatórias criarão novos problemas de pesquisa, entretanto, a diversificação de um portfólio complementar e mecanismos de *hedge* contra perdas no mercado de energia ainda serão importantes temas de pesquisa.

REFERÊNCIAS

- ABESCO. [Online; accessed 01-may-2017],
<http://www.abesco.com.br/pt/novidade/os-riscos-da-geracao-hidroeletrica-no-brasil/>.
- ABRADEE. [Online; accessed 26-April-2017],
<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>.
- AIEN, M.; HAJEBRAHIMI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 1077–1089, 2016.
- ALLAN, G.; EROMENKO, I.; MCGREGOR, P.; SWALES, K. The regional electricity generation mix in Scotland: a portfolio selection approach incorporating marine technologies. **Energy Policy**, v. 39, n. 1, p. 6–22, 2011.
- ANGELOPOULOS, D.; DOUKAS, H.; PSARRAS, J.; STAMTSIS, G. Risk-based analysis and policy implications for renewable energy investments in Greece. **Energy Policy**, v. 105, p. 512–523, 2017.
- ARTZNER, P.; DELBAEN, F.; EBER, J.-M.; HEATH, D. Coherent measures of risk. **Mathematical finance**, v. 9, n. 3, p. 203–228, 1999.
- AVEN, T. Risk assessment and risk management: review of recent advances on their foundation. **European Journal of Operational Research**, v. 253, n. 1, p. 1–13, 2016.
- AWERBUCH, S. Portfolio-based electricity generation planning: policy implications for renewables and energy security. **Mitigation and adaptation strategies for Global Change**, v. 11, n. 3, p. 693–710, 2006.
- AWERBUCH, S.; BERGER, M. Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy making. In: IAEA/EET WORKING PAPER NO. 03, EET, 2003. **Anais...** 2003.
- BAR-LEV, D.; KATZ, S. A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. **The Journal of Finance**, v. 31, n. 3, p. 933–947, 1976.
- BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J.; GUIMARAES, A.; BEZERRA, B.; PEREIRA, M. V. Auctions of contracts and energy call options to ensure supply adequacy in the second stage of the Brazilian power sector reform. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2006. IEEE, 2006. **Anais...** 2006. p. 8–pp.
- BIERMAN JR, H.; SMIDT, S. **The capital budgeting decision**: economic analysis of investment projects. Routledge, 2012.
- BRYMAN, A. et al. **Research methods and organization studies**. Routledge, 2003. v. 20.
- CALVO-SILVOSA, A.; ANTELO, S. I.; SOARES, I. et al. Energy planning and modern portfolio theory: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 636–651, 2017.

CAMARGO, L. A. S. **Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno.** 2015. Tese — Universidade de São Paulo, 2015.

CAMARGO, L. A. S.; RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; ISHIDA, S.; MATSUDO, E. 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, 2016.

CAUCHICK, P. A. C.; FLEURY, A. C. C. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações.** 2012.

CAVADOS, G. d. A. **ANÁLISE DO IMPACTO DA INTRODUÇÃO DAS FONTES INTERMITENTES NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:** estudo de caso da região nordeste. 2015. Tese — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

CCEE. **MÓDULO 4 – GARANTIAS FÍSICAS.** 2010.

CCEE. [Online; accessed 22-April-2017],
https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=410322609499303#%40%3F_afLoop%3D410322609499303%26_adf.ctrl-state%3D13mllv5n7o_4.

CCEE. [Online; accessed 22 April 2017],
https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=405197397257105#%40%3F_afLoop%3D405197397257105%26_adf.ctrl-state%3Dhjhwcl6_4.

CCEE. [Online; accessed 01-may-2017],
https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afLoop=448162576292649#%40%3F_afLoop%3D448162576292649%26_adf.ctrl-state%3Dm69zdehow4.

CCEE. **Treinamento NEWAVE - DECOMP.** [Online; accessed 25-February-2018],
<https://pt.scribd.com/document/319551707/Apostila-Treinamento-Modelos-NEWAVE-e-DECOMP>.

CENTRE.BNEF, F. S.-U. **Global Trends in Renewable Energy Investment 2017.** 2017.

CEPEL. [Online; accessed 30-April-2017],
<http://www.cepel.br/o-cepel/quem-somos/>.

CHASSOT, S.; HAMPL, N.; WÜSTENHAGEN, R. When energy policy meets free-market capitalists: the moderating influence of worldviews on risk perception and renewable energy investment decisions. **Energy Research & Social Science**, v. 3, p. 143–151, 2014.

CHRISTENSEN, J. L.; HAIN, D. S. Knowing where to go: the knowledge foundation for investments in renewable energy. **Energy Research & Social Science**, v. 25, p. 124–133, 2017.

CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. **Decision making under uncertainty in electricity markets**. Springer, 2010. v. 1.

CUCCHIELLA, F.; GASTALDI, M.; TROSINI, M. Investments and cleaner energy production: a portfolio analysis in the italian electricity market. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 121–132, 2016.

DEFUSCO, R. A.; MCLEAVEY, D. W.; ANSON, M. J.; PINTO, J. E.; RUNKLE, D. E. **Quantitative investment analysis**. John Wiley & Sons, 2015.

DINCER, I. Renewable energy and sustainable development: a crucial review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 4, n. 2, p. 157–175, 2000.

DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. The options approach to capital investment. **Real Options and Investment under Uncertainty-classical Readings and Recent Contributions**. MIT Press, Cambridge, v. 6, 1995.

ELBANNAN, M. A. The capital asset pricing model: an overview of the theory. **International Journal of Economics and Finance**, v. 7, n. 1, p. 216, 2014.

EPE, E. d. P. E. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. 2017.

FANZERES, B.; STREET, A.; BARROSO, L. A. Contracting strategies for renewable generators: a hybrid stochastic and robust optimization approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 4, p. 1825–1837, 2015.

FINANCE, I. DEFINING AND MEASURING GREEN INVESTMENTS: implications for institutional investors' asset allocations. , 2012.

FRANCÉS, G. E.; MARÍN-QUEMADA, J. M.; GONZÁLEZ, E. S. M. RES and risk: renewable energy's contribution to energy security. a portfolio-based approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 26, p. 549–559, 2013.

FREIRE, L. **Modelo de Comercialização de Energia Renovável no Ambiente de Contratação Livre via Teoria de Jogos Cooperativos**. 2013. Tese — PUC-Rio, 2013.

GATZERT, N.; VOGL, N. Evaluating investments in renewable energy under policy risks. **Energy Policy**, v. 95, p. 238–252, 2016.

GÖKGÖZ, F.; ATMACA, M. E. Financial optimization in the Turkish electricity market: markowitz's mean-variance approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 357–368, 2012.

GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. **Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos**. Elsevier, 2005.

GUIDE, I. 73: 2009: risk management vocabulary. **Management du risque–Vocabulaire**, 2009.

HASTINGS, D. F. Análise financeira de projetos de investimento de capital. **São Paulo: Saraiva**, 2013.

HICKEY, E. A.; CARLSON, J. L.; LOOMIS, D. Issues in the determination of the optimal portfolio of electricity supply options. **Energy Policy**, v. 38, n. 5, p. 2198–2207, 2010.

IEA. **Key World Energy Statistics**. 2017.

JALALI, S.; WOHLIN, C. Systematic literature studies: database searches vs. backward snowballing. In: ACM-IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON EMPIRICAL SOFTWARE ENGINEERING AND MEASUREMENT, 2012. **Proceedings...** 2012. p. 29–38.

JIZHONG, Z. Optimization of power system operation. **United States**, 2009.

LACORTE, D. Y. **Metodologia de otimização de portfólio e avaliação de lances para leilões combinatórios de novos empreendimentos de geração**. 2012. Dissertação — Campinas, SP, 2012.

LEE, C. W.; ZHONG, J. Top down strategy for renewable energy investment: conceptual framework and implementation. **Renewable Energy**, v. 68, p. 761–773, 2014.

LIU, M.; WU, F. F. Portfolio optimization in electricity markets. **Electric Power systems research**, v. 77, n. 8, p. 1000–1009, 2007.

MAIER, S.; STREET, A.; MCKINNON, K. Risk-averse portfolio selection of renewable electricity generator investments in Brazil: an optimised multi-market commercialisation strategy. **Energy**, v. 115, p. 1331–1343, 2016.

MÅNSSON, A.; JOHANSSON, B.; NILSSON, L. J. Assessing energy security: an overview of commonly used methodologies. **Energy**, v. 73, p. 1–14, 2014.

MARKOWITZ, H. Portfolio selection. **The journal of finance**, v. 7, n. 1, p. 77–91, 1952.

MARKOWITZ, H. **Portfolio selection: efficient diversification of investments**. cowles foundation monograph no. 16. New York: John Wiley & Sons, Inc, 1959.

MEIER, P.; MUBAYI, V. Modelling energy-economic interactions in developing countries: a linear programming approach. **European Journal of Operational Research**, v. 13, n. 1, p. 41–59, 1983.

MEĐIMOREC, D.; TOMŠIĆ, Ž. Portfolio theory application in wind potential assessment. **Renewable Energy**, v. 76, p. 494–502, 2015.

MIGUEL, F. K. **Aplicação da teoria de portfólio de Markowitz para a geração de energia elétrica proveniente de empreendimentos eólicos no Brasil**. 2016. Tese — Universidade de São Paulo, 2016.

MME. **Resenha Energética Brasileira**. 2016.

MME. **Consulta Pública nº 33: aprimoramento do marco legal do setor elétrico**. [Online; accessed 01-March-2018], <http://www.mme.gov.br>.

NATARAJAN, K.; PACHAMANOVA, D.; SIM, M. Constructing risk measures from uncertainty sets. **Operations research**, v. 57, n. 5, p. 1129–1141, 2009.

OLMOS, L.; RUESTER, S.; LIONG, S.-J. On the selection of financing instruments to push the development of new technologies: application to clean energy technologies. **Energy Policy**, v. 43, p. 252–266, 2012.

- ONS. [Online; accessed 26-April-2017],
http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx.
- ONS. [Online; accessed 28-April-2017],
http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx.
- ONS. [Online; accessed 30-April-2017],
http://www.ons.org.br/sala_imprensa/faq.aspx.
- ONS. [Online; accessed 01-March-2018],
http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operaca-geracao_energia.aspx.
- ONS. [Online; accessed 17-February-2018],
<http://ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>.
- ONS. [Online; accessed 25-February-2018],
<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>.
- PACHECO, F. Energias Renováveis: breves conceitos. **Conjuntura e Planejamento**, v. 149, p. 4–11, 2006.
- PASSOS, A. C. **Modelo Decisório Dinâmico para Incentivar as Fontes Renováveis no Brasil**. 2015. Tese — Pontifício Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015.
- PASSOS, A. C.; STREET, A.; BARROSO, L. A. A Dynamic Real Option-Based Investment Model for Renewable Energy Portfolios. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 2, p. 883–895, 2017.
- PASSOS, A. C.; STREET, A.; FANZERES, B.; BRUNO, S. A novel framework to define the premium for investment in complementary renewable projects. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (PSCC), 2014, 2014. **Anais...** 2014. p. 1–7.
- PEREIRA, A. J.; SARAIVA, J. T. A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets. **Electric power systems research**, v. 80, n. 7, p. 778–787, 2010.
- PEREIRA, R. G. d. A. **ANÁLISE DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO RENOVÁVEL A PARTIR DA TEORIA DE PORTFÓLIO**. 2014. Tese — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.
- PIERONI, F. d. P. Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução. **São Paulo**, 2005.
- RABIN, J. **Encyclopedia of Public Administration and Public Policy**: aj. CRC Press, 2003. v. 1.
- RALSTON, F.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M.; BARROSO, L. A.; VEIGA, A. Risk constrained contracting strategies of renewable portfolios. In: ENERGY MARKET (EEM), 2010 7TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE EUROPEAN, 2010. **Anais...** 2010. p. 1–7.

- RAMOS, D.; CAMARGO, L.; GUARNIER, E.; WITZLER, L. Minimizing market risk by trading hydro-wind portfolio: a complementarity approach. In: EUROPEAN ENERGY MARKET (EEM), 2013 10TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON THE, 2013. **Anais...** 2013. p. 1–8.
- RAMOS, D.; GUARNIER, E.; WITZLER, L. Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of wind generation uncertainties. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T&D-LA), 2012 SIXTH IEEE/PES, 2012. **Anais...** 2012. p. 1–7.
- ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Optimization of conditional value-at-risk. **Journal of risk**, v. 2, p. 21–42, 2000.
- SEABRA, J. E. A. Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil. , 2008.
- SHARPE, W. F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. **The journal of finance**, v. 19, n. 3, p. 425–442, 1964.
- SILVA SOITO, J. L. da; FREITAS, M. A. V. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 6, p. 3165–3177, 2011.
- SOARES, I. M. **Usina hidrelétrica a fio d'água ou reservatório?:** subsídios à tomada de decisão por meio de análise custo-efetividade. 2017. Dissertação — Universidade de Brasília, 2017.
- SOUZA, A. A. d. L. G. et al. **Sugestão para definição do conceito de VaR para corporações.** 2008. Tese — , 2008.
- STRANTZALI, E.; ARAVOSSIS, K. Decision making in renewable energy investments: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 885–898, 2016.
- STREET, A. On the conditional value-at-risk probability-dependent utility function. **Theory and Decision**, v. 68, n. 1, p. 49–68, 2010.
- TAMASHIRO, A. T. **Riscos de mercado na comercialização de energia:** uma abordagem via complementação energética e gestão de portfólio de projetos, considerando a mitigação de incertezas da geração eólica. 2014. Tese — Universidade de São Paulo, 2014.
- TIETJEN, O.; PAHLE, M.; FUSS, S. Investment risks in power generation: a comparison of fossil fuel and renewable energy dominated markets. **Energy Economics**, v. 58, p. 174–185, 2016.
- TOLMASQUIM, M. Plano Nacional de energia 2030. **Conselho Nacional de Política Energetica-CNPE, Brasília, Brazil, accessed**, v. 1, n. 10, 2007.
- TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro.** Synergia, 2011.
- URYASEV, S.; SARYKALIN, S.; SERRAINO, G.; KALINCHENKO, K. VaR vs CVaR in risk management and optimization. In: CARISMA CONFERENCE, 2010. **Anais...** 2010.
- USP. [Online; accessed 15-February-2018],
<https://edisciplinas.usp.br/mod/resource/view.php?id=28663>.

VALLIM, A. N.; DUTRA, R.; JÚNIOR, A. **PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL**: a questão da transmissão com enfoque nas instalações compartilhadas de geração. 2016. Tese — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

WINSTON, W. L.; GOLDBERG, J. B. **Operations research**: applications and algorithms. Thomson Brooks/Cole Belmont, 2004. v. 3.

YANG, J. Empirical Analysis of Risk Measurement of Chinese Mutual Funds. In: **Quantitative Financial Risk Management**. Springer, 2011. p. 3–14.

ZAMBELLI, M. d. S. et al. Planejamento da operação energética do sistema interligado nacional baseado em modelo de controle preditivo. , 2009.