

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA - CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

LUÍS FELIPE SCHRAMM DE CARVALHO ROSA

**FERRAMENTA DE SUPORTE À DECISÃO PARA COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO LIVRE**

FLORIANÓPOLIS, 2021.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA - CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

LUÍS FELIPE SCHRAMM DE CARVALHO ROSA

**FERRAMENTA DE SUPORTE À DECISÃO PARA COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO LIVRE**

Dissertação de Mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Murilo R. Scuzziato, Dr. Eng.
Coorientador: Prof. Erlon C. Finardi, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2021.

CDD 621.31
R788f

Rosa, Luís Felipe Schramm de Carvalho
Ferramenta de suporte à decisão para comercialização de energia elétrica no mercado livre [DIS] / Luís Felipe Schramm de Carvalho Rosa; orientação de Murilo R. Scuzziato, coorientação de Erlon C. Finardi – Florianópolis, 2021.

1 v.: il.

Dissertação de Mestrado (Sistemas de energia elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Inclui referências.

1. Preços de energia. 2. Gestão de riscos. 3. Ambiente de contratação livre. 4. Contratação. I. Scuzziato, Murilo R. II. Finardi, Erlon C. III. Título.

Sistema de Bibliotecas Integradas do IFSC
Biblioteca Dr. Hercílio Luz – Campus Florianópolis
Catalogado por: Ana Paula F. Rodrigues – CRB 14/1117

FERRAMENTA DE SUPORTE À DECISÃO PARA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO LIVRE

LUÍS FELIPE SCHRAMM DE CARVALHO ROSA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 15 de setembro de 2021.

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
MURILO REOLON SCUZZIATO
Data: 14/11/2021 16:57:32-0300
CPF: 051.977.669-05
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

**Murilo Reolon Scuzziato, D. Eng. - Orientador
(IFSC)**



Documento assinado digitalmente
Erlon Cristian Finardi
Data: 14/11/2021 17:11:55-0300
CPF: 020.364.749-18
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

**Erlon Cristian Finardi, D. Eng. - Coorientador
(UFSC)**



Documento assinado digitalmente
FABRICIO YUTAKA KUWABATA TAKIGAWA
Data: 24/11/2021 18:11:00-0300
CPF: 299.272.048-84
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

**Prof. Fabricio Yutaka Kuwabata Takigawa, D. Eng.
(IFSC)**

**Gustavo Arfux, D. Eng.
(True Comercializadora)**



Documento assinado digitalmente
Rubipiara Cavalcante Fernandes
Data: 24/11/2021 19:24:09-0300
Verifique em <https://verificador.iti.br>

**Prof. Rubipiara Cavalcante Fernandes, D. Eng.
(IFSC)**

Este trabalho é dedicado às minhas filhas, Maria
Luiza e Isabela.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida.

Ao Prof. Dr. Murilo Scuzziato, que com seu apoio, incentivo, conhecimento e disponibilidade, foi fundamental para a realização do presente trabalho.

Ao Prof. Dr. Erlon Finardi pelas valiosas contribuições para enriquecimento deste trabalho.

Aos membros da banca examinadora: Prof. Dr. Fabricio Yutaka Kuwabata Takigawa e Prof Dr. Rubiapiara Cavalcante Fernandes, ambos do Instituto federal de Santa Catarina (IFSC) e Dr. Gustavo Arfux, da True Comercializadora, os quais com suas contribuições, enriqueceram a versão final desta Dissertação.

Aos Professores do IFSC pela dedicação em buscar e transmitir o conhecimento necessário para a construção de profissionais mais aptos e dedicados a resolver os problemas que se apresentam diariamente.

Aos colegas do mestrado, Marcos, Renata e Pierry pelo compartilhamento de idéias e pelos ricos debates que tivemos ao longo do curso e, em especial ao colega Dyego Campos por suas valiosas contribuições para melhorias na programação.

Aos colegas do Departamento de Comercialização de Energia da CGT Eletrosul e, em especial da Divisão de Gestão Comercial de Energia, Julio Signoretti Jr, Israel Palma, Maurício Xavier, Maurício Wallauer e Eduardo Raupp pela troca diária de experiências e informações.

Aos demais colegas da CGT Eletrosul, que participam e contribuem diariamente com meu crescimento profissional.

Aos meus amigos e amigas, cuja parceria me trouxe a energia necessária para cumprir com esta importante tarefa.

À minha família que, como sempre, me apoiou e soube compreender meus momentos de ausência para dedicar-me à consecução deste objetivo.

*“It’s difficult to make predictions,
especially about the future.”*

Niels Bohr

RESUMO

Desde a instituição do Ambiente de Contratação Livre no mercado de energia elétrica brasileiro observa-se um crescente interesse dos agentes consumidores em migrar para este ambiente. Esta opção decorre de fatores como a flexibilidade contratual, no que se refere a prazos, condições de pagamento, indexadores e quantidade contratada e, principalmente, pelo fator preço, o qual pode ser consideravelmente mais baixo, além de apresentar maior estabilidade quando comparado às tarifas das distribuidoras. Contudo, as negociações de energia no Ambiente Livre aumentam a exposição dos agentes, sejam eles vendedores ou compradores. Neste caso, devem ser considerados fatores de risco anteriormente inexistentes, como a situação do mercado no momento da contratação, sob a perspectiva da oferta e demanda, e a enorme volatilidade dos preços no mercado de curto prazo para as parcelas descontratadas. O trabalho propõe uma metodologia de gestão de riscos que possibilita gerar cenários probabilísticos e quantificar seus riscos e retornos, permitindo a um agente gerador administrar seu portfólio de energia, calibrando, da melhor maneira possível, os montantes de energia a contratar ou manter descontratados, considerando as possibilidades de ganhos ou perdas futuras, conforme seu nível de aversão a risco. Trata-se de um modelo que propõe informações adicionais sobre os movimentos de preços e que, utilizado em conjunto com outras projeções disponíveis na empresa permite elencar critérios de apoio à decisão diante dos cenários futuros e suas probabilidades de ocorrência.

Palavras-chave: Preços de energia. Gestão de riscos. Ambiente de Contratação Livre. Contratação.

ABSTRACT

Since the establishment of the Free Trading Environment in the Brazilian electricity market, there has been an increase in consumers interested in migrating to this market. This option is based on factors such as contractual flexibility, with regard to terms, conditions of payment, indexes and quantity, but mainly by the price, which may be considerably lower, in addition to being more stable when compared to tariffs of distributors. However, energy negotiations in the Free Environment increase the exposure of agents, be they sellers or buyers. In this case, previously non-existent risk factors should be considered, such as the market situation at the time of hiring, from the perspective of supply and demand, and the high volatility of the short-term market prices for the energy portion without contracts. This work proposes a risk management methodology that allows generating a series of probabilistic scenarios and quantifying their risks and returns, allowing a generator agent to manage its energy portfolio, calibrating, in the best possible way, the amounts of energy to be contracted or retained, considering the possibilities of future gains or losses, according to their level of risk aversion. It is a model that proposes additional information on price movements and that, used in conjunction with other projections available in the company, allows to list decision support criteria in the face of future scenarios and their probability of occurrence.

Keywords: Energy prices. Risk management. Free trading environment. Contracting.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Variáveis que influenciam os preços do ACL	22
Figura 2 – Ambientes de contratação de energia.....	26
Figura 3 – Agentes da CCEE: agosto de 2021.....	28
Figura 4 – Cadeia de modelos para planejamento da operação	32
Figura 5 – Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste, Sul e Norte na 3ª semana de dezembro de 2020.....	34
Figura 6 – Histórico do PLD, demonstrando sua volatilidade	35
Figura 7 – Comparação entre o mercado de curto prazo brasileiro (azul) e o Nord Pool (valores em R\$/MWh)	36
Figura 8 – Custo Variável Unitário das Usinas Termelétricas (UTES).....	37
Figura 9 – VaR e CVaR para diferentes distribuições de probabilidade.....	57
Figura 10 – Histograma de preços para o produto M+0 no estágio 2.....	64
Figura 11 – Dados de M+0 no estágio 2, adaptados para uma curva de distribuição de probabilidades (t Location-scale).....	65
Figura 12 – Função de distribuição acumulada dos resultados de M+0 no estágio 2	66
Figura 13 – Histograma e distribuição de probabilidades (Weibull) para as projeções do Newave – Produto M+0, Janeiro de 2019	69
Figura 14 – Histograma e distribuição de probabilidades (Weibull) para as projeções do Newave – Produto M+0, Janeiro de 2018	70
Figura 15 – Cenários de preço para o Produto M+1 em cada uma das faixas, conforme a faixa de variações do Produto M+0	74
Figura 16 – Parcelas de energia contratada e descontratada para o ano de 2019, em janeiro de 2019.....	87
Figura 17 – Meta de receita, Receita Bruta (MtM) e cenários de receita para o ano 2019, considerando CVaR de 95% da Meta de Receita	88
Figura 18 – Parcelas de energia contratada e descontratada para o ano de 2020, em janeiro de 2019.....	94
Figura 19 – Meta de receita, Receita Bruta (MtM) e cenários de receita para o ano 2019, considerando CVaR de 75% da Receita Bruta.....	98

Figura 20 – Variação da Receita mínima, máxima e esperada para diferentes níveis de risco.....	104
Figura 21 – Risco X Retorno: variação da Receita esperada para diferentes níveis de risco.....	105
Figura 22 – Ganho esperado resultante da otimização em relação à Receita bruta atual, calculada com base na MtM da posição em aberto para diferentes datas base	106
Figura 23 – Percentual de energia a manter descontratado conforme o modelo de otimização para cada um dos casos estudados.....	107
Figura 24 – Solicitação de dados de entrada	119
Figura 25 – Indicação da participação das projeções do Newave para a geração de cenários futuros dos produtos M+0 a M+3	120
Figura 26 - Preços atuais dos produtos considerados na otimização	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Critérios de elegibilidade para consumidores livres	27
Tabela 2 - Produtos com preços apurados pela Dcide.....	39
Tabela 3 - Correlação entre os produtos	59
Tabela 4 - Interpretação das escalas de coeficientes de correlação.....	60
Tabela 5 - Grupos de preços para os valores históricos de M+0	63
Tabela 6 - Log-verossimilhança para diferentes distribuições de probabilidade – dados históricos de M+0	65
Tabela 7 - Intervalos de preços e probabilidades para o estágio 2 com base no histórico – Produto M+0.....	67
Tabela 8 - Log-verossimilhança para diferentes distribuições de probabilidade – projeções do Newave para M+0.....	68
Tabela 9 - Intervalos de preços e probabilidades para o estágio 2 com base no Newave – Produto M+0.....	70
Tabela 10 - Intervalos de preços e probabilidades ponderadas para o estágio 2 com base no histórico e Newave – Produto M+0.....	71
Tabela 11 - Variações percentuais de M+0 e M+1 para cada faixa	72
Tabela 12 - Divisão das possíveis realizações de M+0 em faixas e probabilidade de ocorrência de cada realização.....	73
Tabela 13 - Possíveis realizações de M+1 probabilidade de ocorrência de cada realização em cada faixa.....	76
Tabela 14 - Variações percentuais de M+1 e M+2 para cada faixa	77
Tabela 15 - Número de possíveis realizações consideradas para cada produto do ano atual	78
Tabela 16 - Faixas de possíveis preços para cada produto no estágio 2.....	78
Tabela 17 - Lastro mensal disponível para venda no ano A+1	81
Tabela 18 - Situação contratual da empresa em janeiro de 2019	85
Tabela 19 - Preços por Produto: Semana 1 de 2019	86
Tabela 20 - Meta de receita e limite de risco aceito pelo investidor	87

Tabela 21 - Sugestão de negociação de energia conforme o modelo de otimização – CVaR com base na Meta	89
Tabela 22 - Percentis dos preços para cada produto, destacando as projeções baseadas no histórico e nas saídas do Newave	90
Tabela 23 - Preços atuais, valor esperado e percentil de equilíbrio para cada produto, conforme a fonte dos dados (histórico ou Newave)	91
Tabela 24 - Comparação entre a receita calculada com base no preço atual de cada produto e no valor esperado para o segundo estágio	92
Tabela 25- Comparação entre o valor atual da receita da parcela descontratada e o valor esperado resultante da otimização, considerando CVaR baseado na Meta	93
Tabela 26 - Situação contratual da empresa em janeiro de 2020	93
Tabela 27 - Preço atual, valor esperado e percentil de equilíbrio para o produto A+1 ...	95
Tabela 28 - Percentis dos preços para o produto A+1	95
Tabela 29 - Comparação entre a receita calculada com base no preço atual do produto A+1 no valor esperado para o segundo estágio	96
Tabela 30 - Receita Bruta, posição em aberto e limite de risco aceito pelo investidor ...	98
Tabela 31- Sugestão de negociação de energia conforme o modelo de otimização – CVaR com base na MtM	99
Tabela 32 - Comparação entre o valor atual da receita da parcela descontratada e o valor esperado resultante da otimização, considerando CVaR baseado na MtM	99
Tabela 33 - Valor esperado de cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (Produto M+0) na geração dos cenários	100
Tabela 34 - Recomendação de venda para cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (Produto M+0) na geração dos cenários	101
Tabela 35 - Valor esperado de cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (Produtos M+0 a M+3) na geração dos cenários	102
Tabela 36 - Recomendação de venda para cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (M+0 a M+3) na geração dos cenários	103
Tabela 37 - Variações percentuais de M+0 e M+1 para cada faixa	116
Tabela 38 - Variações percentuais de M+1 e M+2 para cada faixa	116
Tabela 39 - Variações percentuais de M+2 e M+3 para cada faixa	117

Tabela 40 - Variações percentuais de M+3 e A+0 para cada faixa	117
Tabela 41 - Variações percentuais de A+0 e A+1 para cada faixa.....	117
Tabela 42 - Preços e Probabilidades para todos os produtos – Caso Base	118

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL – Agência Nacional De Energia Elétrica
BBCE – Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFaR – *Cash Flow at Risk* (Fluxo de Caixa em Risco)
CVaR – *Conditional Value at Risk* (Valor em Risco Condicional)
CMO – Custo Marginal de Operação
CVU – Custo Variável Unitário
FCF – Função de Custo Futuro
fda – Função de Distribuição Acumulada
GSF – *Generation Scaling Factor* (Fator de Ajuste do MRE)
GT – Grupo de Trabalho
MME – Ministério de Minas e Energia
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
MtM – *Mark to Market* (Marcação a Mercado)
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
PMO – Programa Mensal de Operação Energética
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SIN – Sistema Interligado Nacional
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UTE – Usina Termelétrica
VaR – *Value at Risk* (Valor em Risco)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Justificativa.....	19
1.2	Definição do problema.....	20
1.3	Objetivo geral.....	22
1.4	Objetivos específicos.....	23
1.5	Estrutura do trabalho	24
2	A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	25
2.1	A evolução da comercialização de energia.....	26
2.2	Abertura do mercado	27
2.3	O papel da comercialização de energia.....	29
2.4	Planejamento da operação e o Preço de Liquidação das Diferenças.....	31
2.5	Produtos negociados no mercado livre	38
3	GESTÃO DE RISCOS.....	41
3.1	Importância da gestão de riscos.....	43
3.2	Gestão de riscos no mercado de energia brasileiro	45
3.3	Marcação a Mercado	51
3.4	Métricas de Risco	52
3.4.1	Valor em Risco	53
3.4.2	Valor em Risco Condicional.....	56
4	MODELO PROPOSTO.....	58
4.1	Geração de Cenários.....	61
4.1.1	Projeções de preço para o produto M+0 (mês atual).....	62
4.1.2	Projeções de preço os demais produtos (M+1 a A+1).....	72
4.2	Modelo de otimização para suporte à decisão	79

5	RESULTADOS COMPUTACIONAIS	85
5.1	CVaR calculado com base em uma Meta de Receita	85
5.1.1	Ano A+1.....	93
5.2	CVaR calculado com base na receita bruta estimada.....	97
5.2.1	Variação do peso do Newave nas simulações	100
5.2.2	Variação do CVaR.....	103
5.2.3	Resultados para outras datas base	105
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	108
	REFERÊNCIAS.....	113
	APÊNDICE A – Faixas de variações para cada produto observadas no caso base	116
	APÊNDICE B – Possíveis realizações e probabilidades de ocorrência para todos os produtos no caso base	118
	APÊNDICE C - Interface com o usuário	119

1 INTRODUÇÃO

O mundo atual é altamente dependente da energia elétrica, de forma que seu suprimento confiável e a preços acessíveis é fundamental, não apenas para o desenvolvimento econômico, como para praticamente todas as atividades da vida diária. A energia é necessária não somente para que os equipamentos usados diariamente por grande parte da população funcionem, mas antes disso, para que sejam produzidos. Por estas razões, a demanda por energia no mundo é crescente (BP, 2021) e não há qualquer indicativo que este cenário vá mudar nos próximos anos. E na matriz energética brasileira, assim como na mundial, as fontes de energia para geração de eletricidade têm papel de destaque em relação às demais formas de energia (EPE, 2021).

A energia elétrica está associada à modernidade e ao progresso econômico e social. Dado este papel fundamental para a vida das pessoas, cabe aos governos, entidades e agentes ligados ao setor, buscar formas de desenvolver todos os segmentos deste negócio, visando tornar a energia cada vez mais acessível, de forma econômica e ambientalmente viável. E isto passa pelo desenvolvimento dos mercados de energia elétrica.

A modernização dos mercados de energia elétrica, iniciada no final dos anos 80, rapidamente se disseminou por todo o mundo em função de seus excelentes resultados. Tornou-se cada vez mais necessário passar de modelos fortemente monopolistas e verticalizados para outros baseados em concorrência e multiplicidade de agentes. Para os consumidores, na maioria dos casos, a abertura do mercado foi gradual, de forma a permitir que cada vez um maior número de agentes pudesse escolher seus fornecedores. Tal poder de escolha envolve benefícios consideráveis, mas, como não poderia deixar de ser, traz consigo riscos associados.

O atual modelo do setor elétrico brasileiro prevê a coexistência de dois ambientes distintos para comercialização de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Enquanto no ACR as negociações são feitas fundamentalmente entre geradores e distribuidoras por

meio de leilões, cujos contratos resultantes costumam ser de longo prazo, no ACL os consumidores livres podem escolher seu fornecedor de energia, adquirindo-a diretamente de geradores ou por meio de comercializadores. Em geral, no ACL os contratos têm um prazo menor, com períodos usualmente variando de 1 (um) mês a 5 (cinco) anos.

O ACL tem se mostrado bastante atrativo aos consumidores que podem participar deste ambiente e esta atratividade deve-se à flexibilidade dos parâmetros da contratação e, em especial, à possibilidade de preços mais vantajosos. Por outro lado, os riscos associados ao ambiente livre são superiores àqueles verificados no ambiente regulado, principalmente em função da impossibilidade de se projetar de maneira precisa os preços futuros de energia, os quais são fortemente dependentes de fatores climáticos, relação entre oferta e demanda, aspectos regulatórios, entre outros. Para os agentes vendedores o ACL também se apresenta como uma opção atrativa, com possibilidade de maiores receitas, mas da mesma forma, os riscos são maiores do que no ACR, não apenas pela volatilidade dos preços, mas também pela flutuação da demanda, riscos de crédito dos compradores, entre outros. Neste trabalho, aborda-se especificamente o problema de um agente gerador, concentrando as análises na venda de energia e na busca pelo melhor momento para realizá-la, considerando os riscos relacionados às variações de preços no mercado.

Embora todo gerador possa atuar também como comercializador, realizando *trading* de energia, o foco da área de comercialização de um agente gerador costuma estar na negociação de energia própria, sendo as operações de compra realizadas em momentos específicos, para recompor lastro, formatar produtos para venda, ou mesmo aproveitar oportunidades em determinados momentos do mercado.

Considerando a alta volatilidade dos preços de energia no mercado brasileiro, não há como se falar em comercialização de energia sem abordar os riscos envolvidos. O risco é um aspecto inerente a qualquer atividade econômica. No mercado de energia elétrica ele está presente em todos os segmentos em maior ou menor grau, seja na geração, comercialização, transmissão, distribuição ou no consumo, e seu gerenciamento adequado é fundamental para garantir a perenidade do negócio.

Como o risco decorre do desempenho de fatores sobre os quais há certo nível de imprevisibilidade e, portanto, incontroláveis por parte do agente, ele não pode ser completamente eliminado (HANSEN et al., 2015). Contudo, o risco pode e deve ser gerenciado, visando limitar a exposição da empresa ou do negócio a retornos abaixo do projetado. Por meio do gerenciamento de riscos pode-se antever possíveis problemas e planejar ações mitigadoras, que se refletirão em melhores resultados para a empresa. Entre estas ações estão a venda de energia, visando evitar futuras quedas de preço, e a compra antecipada de energia ou a reserva de montantes descontratados para cobrir eventuais déficits de energia em momentos de preços altos.

1.1 Justificativa

No ACL os agentes ficam sujeitos à aplicação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) sobre toda a energia descontratada, ou seja, sobre a diferença entre seus recursos (garantias físicas somadas aos contratos de compra) e os seus requisitos (contratos de venda somados ao consumo próprio).

Vale destacar que o PLD é limitado por valores piso e teto definidos para cada ano, sendo que em 2021, o valor mínimo foi definido em R\$ 49,77/MWh e o máximo em R\$ 583,88/MWh. Adicionalmente, com a implantação do PLD horário, foi estabelecido ainda um valor de PLD máximo horário, de R\$ 1.141,85/MWh. Na prática, estes limites indicam que a cada hora o PLD pode assumir valores entre R\$ 49,77/MWh e R\$ 1.141,85/MWh, ainda que ao final de cada dia o valor médio deva ser de no máximo R\$ 583,88/MWh. Este amplo espectro de preços sujeita agentes geradores, comercializadores e consumidores a riscos que podem levar a grandes prejuízos e eventualmente até à inviabilização do negócio.

Neste contexto, os contratos surgem como principal instrumento de *hedge*, ou seja, como proteção contra a variação de preços no curto prazo. Por meio de contratos, agentes consumidores podem se proteger dos aumentos de preços e agentes geradores das eventuais quedas de preços. No caso de agentes geradores, manter uma parcela descontratada é geralmente indicado, tendo em vista as incertezas

de geração. Já os agentes comercializadores podem estar tanto com mais energia comprada, posição conhecida como *long*, como com mais energia vendida, posição conhecida como *short*, e os contratos poderão também servir como proteção tanto para aumentos quanto para reduções de preços no mercado.

Contudo, a gestão de riscos não deve simplesmente preocupar-se com o *hedging*, pois ao eliminar totalmente os riscos, elimina-se também a possibilidade de ganhos. É necessário avaliar os cenários e definir quais riscos trazem retornos que compensam as possíveis perdas. Damodaran (2009, pg. 21) defende que “as empresas mais bem-sucedidas em qualquer ramo de atividade alcançam este status não evitando o risco, mas detectando-o e explorando-o em proveito próprio”.

Assim, o presente trabalho propõe uma metodologia que permita aos gestores da área de comercialização de empresas geradoras comparar os cenários de preços e níveis de risco atuais com aqueles projetados para a semana seguinte. Dessa forma, é possível avaliar se convém apostar na melhoria das condições futuras, mantendo energia descontratada, ainda que considerando o risco de realização de alguns cenários piores, ou se é mais conveniente efetivar a venda aos preços atuais de mercado, visando à redução de exposições e o respeito aos limites de risco definidos.

1.2 Definição do problema

Um dos maiores desafios da área de comercialização de energia em uma empresa de geração é definir o momento certo para efetuar a venda da energia de seus ativos no mercado. Isto porque, diferentemente de uma comercializadora com foco no *trading*, que compra e vende energia diariamente e consegue reverter posições com agilidade, um grande gerador concentra-se fundamentalmente em negociar a sua energia própria de forma a obter a adequada remuneração dos investimentos realizados e buscando, obviamente, o melhor resultado possível. Esta decisão, contudo, está associada a uma série de parâmetros, cuja variação não se conhece ao certo. Preços de venda bons hoje podem estar ainda mais altos nas semanas seguintes, assim como cair inesperadamente. De forma similar, preços baixos podem se converter em preços muito atrativos, mas também podem permanecer em queda

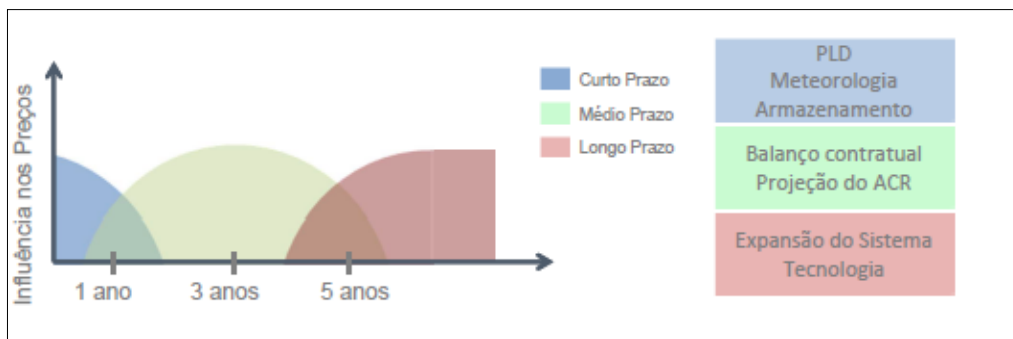
levando a resultados ainda piores. Por este motivo, é fundamental estabelecer parâmetros que definam claramente qual risco é aceito e pode ser suportado, em busca de um maior retorno esperado.

Como a utilização de um único cenário futuro projetado (ou seja, tratar o problema como determinístico) resultaria no negligenciamento do risco associado às diversas outras possibilidades, convém elencar os principais fatores de risco para o sucesso do negócio e determinar sua faixa de variação, criando cenários probabilísticos que permitam embasar as decisões. O que se busca, portanto, é estimar, da melhor forma possível, o comportamento futuro do mercado e minimizar a chance de arrependimento.

Neste ponto, importa diferenciar os preços de mercado (para cada período de suprimento) do preço de curto prazo, que no caso brasileiro é o PLD. O último resulta de modelos de otimização energética, que consideram aspectos físicos do sistema e projeções climáticas, sendo utilizado para a liquidação de operações na CCEE. Por outro lado, os preços de mercado sofrem influências de diversos outros fatores, como a oferta e a demanda em cada período, e das impressões dos agentes sobre o futuro do mercado, ou seja, os preços de mercado resultam da percepção coletiva dos agentes e de seus estudos e projeções.

Conforme se observa na Figura 1, há um conjunto de variáveis que influenciam os preços de mercado no ACL. Conforme a data de início da entrega de energia e o prazo contratual, a influência de tais variáveis torna-se maior ou menor. Thymos (2016) mostra que, no curto prazo, destacam-se o PLD, a liquidez, o nível de armazenamento e a meteorologia. No médio prazo, o balanço entre oferta e demanda e as tarifas das distribuidoras, e no longo prazo o Custo Marginal de Expansão.

Figura 1 – Variáveis que influenciam os preços do ACL



Fonte: Thymos (2016).

O foco do trabalho está, portanto, em projetar cenários de preços futuros e, com base nestes cenários, indicar quais períodos (produtos) apresentam maior ou menor chance de variações positivas ou negativas de preço e, a partir disso, gerenciar o risco do portfólio de forma a buscar os melhores resultados possíveis, garantindo que não se incorra em situações de preço muito baixo com grande montante de energia descontratado.

Não se trata de tomar uma decisão única no momento atual, que consolide a contratação de toda a energia disponível para o horizonte, mas indicar quais contratos poderiam ser firmados hoje e qual montante de energia deveria permanecer descontratado, buscando encontrar um período mais atrativo para a venda. O sistema avalia o risco de não firmar o contrato agora, de acordo com a volatilidade semanal dos preços para diversos períodos de análise. Contudo, no próximo período, uma nova avaliação será feita e após a atualização das variáveis, decisões distintas poderão ser indicadas. Uma vez que o modelo aqui proposto consiste em apenas dois estágios, é importante que seja utilizado em conjunto com outras fontes de informação da empresa.

1.3 Objetivo geral

Este trabalho tem por objetivo desenvolver um modelo de apoio à decisão, quanto à venda de energia elétrica, para um agente gerador. Os dados de entrada serão o balanço energético do agente, os preços atuais para cada produto, os

resultados do modelo de planejamento de médio prazo do setor elétrico brasileiro (Newave), o histórico dos preços de mercado para cada um dos produtos em análise e as definições quanto aos limites de risco aceitos pela empresa. A partir destas informações o modelo gera vários cenários possíveis de preço para os produtos comercializados (no ano atual e ano seguinte) e resolve um problema de otimização para maximizar a receita de venda esperada no período, sugerindo a melhor alocação das vendas entre o período atual e o seguinte. Dessa forma, o resultado aponta os produtos com maior potencial de retorno e também aqueles com maior risco, indicando quais operações deveriam ser fechadas para manter o risco total do portfólio dentro dos limites definidos.

1.4 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho, necessários para que o objetivo geral indicado acima seja atingido são:

- a) estudar o comportamento dos preços no mercado livre para diferentes produtos do ano atual e ano seguinte, ou seja, realizar uma análise histórica dos preços para diferentes períodos de suprimento;
- b) apresentar uma metodologia para gerar cenários de preços dos produtos com base em histórico de preços e nos preços de saída do modelo de planejamento de médio prazo;
- c) desenvolver um modelo de otimização do retorno do portfólio que internalize a variável de risco no processo de decisão, conforme proposto em (ARFUX, 2011);
- d) executar simulações e comparar cenários de maneira rápida e eficiente;
- e) analisar os resultados para períodos passados com vistas a calibrar a ferramenta desenvolvida e validar seus resultados.

1.5 Estrutura do trabalho

Este documento está dividido em cinco capítulos. Neste primeiro capítulo é apresentada a introdução ao trabalho, com uma contextualização, a justificativa para realização do estudo, a definição do problema e os principais objetivos.

O capítulo 2 apresenta a estrutura atual do setor e aborda os principais aspectos relacionados à modernização que está em curso, com destaque para a abertura do mercado livre. Trata ainda, do papel e importância da comercialização de energia no sistema brasileiro e aborda a formação dos preços de energia elétrica e os produtos usualmente negociados no mercado.

O capítulo 3 trata da gestão de riscos, destacando sua importância e evolução no setor, bem como os principais riscos associados ao mercado de energia brasileiro. Aborda ainda o conceito de Marcação a Mercado (MtM) e as métricas de risco, com ênfase no Valor em Risco (VaR) e no Valor em Risco Condicional (CVaR).

O capítulo 4 descreve o modelo proposto, detalhando a metodologia de criação de cenários de preço futuro e os critérios utilizados para definição da função objetivo e das restrições utilizadas para implementação da ferramenta, que tem por objetivo internalizar o risco no processo decisório de venda de energia.

O capítulo 5 apresenta os resultados das simulações realizadas, considerando o caso base e algumas sensibilizações de parâmetros, como o peso do Newave nos cenários de preço e o nível de risco aceito pelo investidor. São realizados testes em diferentes datas e, em todos os casos, avalia-se os cenários de receita, percentis de preços e sugestões de venda.

As considerações finais e propostas de trabalhos futuros são abordadas no capítulo 6.

Por fim, os Apêndices A e B apresentam alguns resultados mais detalhados de casos simulados no capítulo 5 e o Apêndice C exibe algumas funcionalidades do modelo proposto, em especial as telas de interface com o usuário e as opções disponíveis para as simulações.

2 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A regulamentação do setor elétrico, não apenas no Brasil, mas em todo o mundo, está em constante evolução. É necessário que exista uma avaliação periódica das regras, visando à adaptação a novas tecnologias, modelos de operação e formação de preços, e também para corrigir eventuais problemas que tenham sido constatados (MALAGUTI, 2009). Neste contexto, está em curso no Brasil o processo conhecido como modernização do setor elétrico, que tem por objetivo fazer com que o sistema esteja mais adaptado às mudanças que ocorreram e preparado para que as que já se vislumbra.

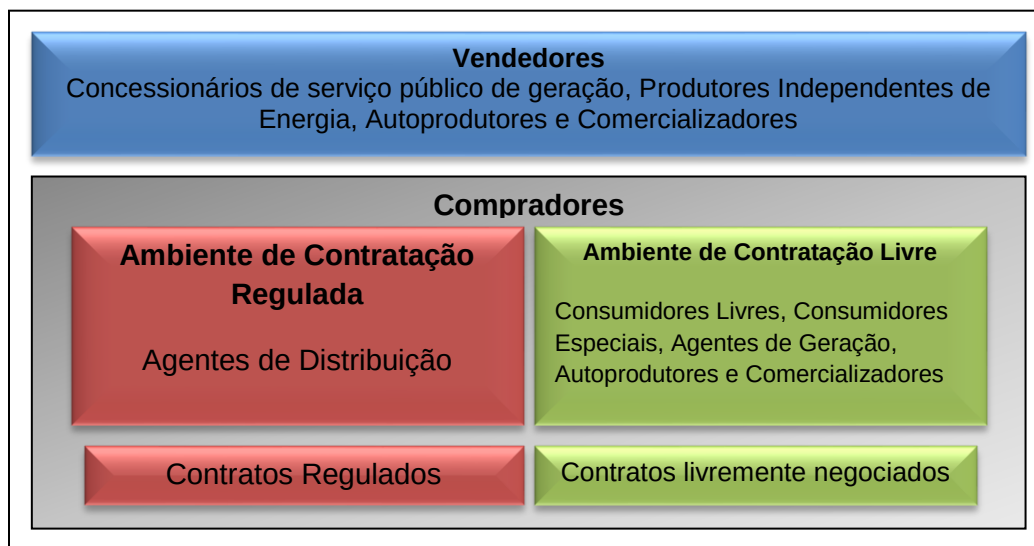
Em 2017, com a Consulta Pública nº 33, o Ministério de Minas e Energia (MME) colocou em discussão uma série de medidas visando à evolução da regulação do setor elétrico. Mais recentemente, em 4 de abril de 2019, a Portaria MME nº 187 instituiu um Grupo de Trabalho (GT) para tratar de forma integrada os diversos temas associados à modernização do setor. Foram criados grupos temáticos para tratar dos seguintes temas: formação de preços; critérios de suprimento; lastro e energia; abertura do mercado; inserção de novas tecnologias; sustentabilidade da distribuição; processo de contratação; racionalização de encargos e subsídios; Mecanismo de Realocação de Energia; sustentabilidade da transmissão; sistemática de leilões; alocação de custos e riscos; desburocratização e melhoria de processos; e governança. Após a apresentação do Relatório Final do Grupo de Trabalho, o MME criou o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, cujo objetivo principal é implementar as medidas indicadas pelo GT de Modernização. O prazo estabelecido para tal tarefa foi de dois anos, podendo ser prorrogado por mais um ano.

Espera-se que, uma vez que este conjunto de ações tenha sido efetivado, o setor elétrico brasileiro passe a ser mais dinâmico e conte com cada vez mais agentes, maior agilidade para lidar com as novas tecnologias, preços mais justos, maior segurança de suprimento e mais opções de escolha para os consumidores.

2.1 A evolução da comercialização de energia

Dentre as muitas e significativas mudanças pelas quais passou o setor elétrico brasileiro nos últimos anos, algumas das mais relevantes estão relacionadas à comercialização de energia. Um dos conceitos básicos do modelo atual é a divisão do mercado em dois ambientes, iniciada em 2004, quando foram instituídos o ACR, no qual os agentes distribuidores contratam energia em conjunto, por meio de leilões promovidos pela ANEEL, pelo critério da menor tarifa e o ACL, no qual os consumidores livres podem negociar contratos livremente com agentes geradores ou comercializadores.

Figura 2 – Ambientes de contratação de energia



Fonte: Elaboração própria.

Importante ressaltar que todos os contratos, sejam eles firmados no ACR ou ACL, são registrados na CCEE, que é responsável também pela medição dos montantes efetivamente produzidos e consumidos por cada agente. Com base nas informações registradas, a CCEE realiza a contabilização e a liquidação das diferenças entre o que foi produzido e o que foi consumido no mercado. Para cada agente são somadas suas garantias físicas e contratos de compra e deles subtraídos os contratos

de venda e consumo. O resultado, seja ele positivo ou negativo, é liquidado financeiramente no Mercado de Curto Prazo, valorado ao PLD.

2.2 Abertura do mercado

Na implantação do modelo atual, para se tornar consumidor livre um agente precisaria ter demanda contratada mínima de 3 MW. No caso de consumidores com ligação anterior a 7 de julho de 2005, havia ainda uma restrição quanto à tensão de fornecimento, que deveria ser de no mínimo 69kV. Tais regras foram flexibilizadas por meio das Portarias MME 514/2018 e 465/2019, as quais estabeleceram um calendário para redução dos limites de carga para contratação de energia no mercado livre, conforme indicado na Tabela 1:

Tabela 1– Critérios de elegibilidade para consumidores livres

A partir de	Consumidores com demanda igual ou superior a
1º de julho de 2019	2.500 kW
1º de janeiro de 2020	2.000 kW
1º de janeiro de 2021	1.500 kW
1º de janeiro de 2022	1.000 kW
1º de janeiro de 2023	500 kW

Fonte: Elaboração própria.

A Portaria MME 465/2019 estabeleceu ainda que, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE devem apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para que consumidores com carga inferior a 500 kW possam ter acesso ao mercado livre, com cronograma iniciando em 1º de janeiro de 2024.

Atualmente, consumidores com carga igual ou superior a 500 kW (consumidores especiais) já podem acessar o mercado livre, desde contratem energia produzida por fontes eólicas, solares, térmicas a biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). A energia proveniente destas fontes costuma ter preços mais elevados no mercado, mas conta com descontos de no mínimo 50% nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (TUST/TUSD). Empreendimentos de fonte

hidráulica, eólica, solar ou biomassa, com potência injetada na rede acima de 30 MW e até 50 MW também são considerados especiais, mas não tem direito a desconto nas tarifas de uso do sistema.

Em agosto de 2021, os agentes cadastrados na CCEE totalizavam 11.830, distribuídos em diferentes categorias, conforme figura 4:

Figura 3 - Agentes da CCEE: agosto de 2021



Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE (2021).

O número de agentes participantes do mercado livre, em especial, têm aumentado consideravelmente no últimos anos, sendo que cerca de 35% dos consumidores que hoje atuam neste ambiente realizaram sua adesão nos anos de 2019 e 2020 (CCEE, 2021). Conforme mencionado, com a abertura do mercado, este crescimento deve ser mantido nos próximos anos.

O crescimento do mercado livre pelo lado do consumo implica, por consequência, o aumento da demanda por agentes que atendam às necessidades deste mercado crescente. E esta necessidade não se resume à energia simplesmente, mas a todos os serviços a ela associados, desde a representação na CCEE, passando por consultorias em relação à otimização do consumo, gestão de riscos e outros

aspectos. Há inclusive comercializadoras que já estão investindo em inteligência artificial para o primeiro atendimento aos clientes, permitindo um ganho de escala diante do crescimento do mercado. Grandes consumidores muitas vezes criam estruturas próprias para lidar com estes novos desafios, enquanto outros menores buscam junto a seus fornecedores, sejam eles geradores ou comercializadores, o suporte necessário para estas atividades.

2.3 O papel da comercialização de energia

Os agentes comercializadores têm papel importante no mercado, pois aumentam a liquidez, facilitando a venda de energia pelos geradores e a compra pelos consumidores. Podem ainda moldar os produtos ofertados pelos geradores aos interesses dos consumidores, tanto em termos de montantes e distribuição da energia no tempo, como em termos de precificação e formas de pagamento. Estes agentes atuam na intermediação do mercado físico podendo assumir riscos diferenciados nas operações, cobrando um prêmio por este serviço. A gestão de riscos é, portanto, atividade essencial na comercialização de energia e base para grande parte das decisões estratégicas tomadas nesta área.

Diferentemente do que pode parecer à primeira vista, agentes comercializadores estão longe de ser apenas intermediadores entre geradores e consumidores. Estes agentes provêm liquidez ao mercado, auxiliam clientes a definir estratégias de compra e venda de energia e, fundamentalmente, assumem riscos, sejam estes relacionados ao crédito de pequenos e médios consumidores, sejam aqueles associados a preços e quantidades de energia.

No atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a comercialização de energia desempenha papel estratégico e fundamental. Esta função não se restringe aos agentes comercializadores, mas relaciona-se também com os geradores, autoprodutores, importadores, exportadores e consumidores livres e especiais. Com a ampliação do ACL prevista para os próximos anos e que gradualmente deverá permitir que, no futuro, todos os consumidores possam escolher seu próprio fornecedor de

energia, o setor de comercialização tende a ganhar importância e crescer fortemente, inclusive no número de agentes participando do mercado.

A atividade de comercialização de energia, seja em empresas exclusivamente comercializadoras, seja em geradores, costuma ser dividida em três diferentes áreas, com denominação oriunda do mercado financeiro. O *back office* é a área responsável pelo relacionamento com a CCEE, registrando contratos, medições, acompanhando os processos de liquidação e contabilização, garantias contratuais, além de outras atividades relacionadas à controladoria. Já o *middle office* é a área responsável pelos estudos de preços e riscos, acompanhando também outros aspectos que influenciam a relação entre oferta e demanda de energia e consequentemente os preços, como por exemplo as projeções climáticas, alterações regulatórias e a configuração do sistema elétrico e seu despacho. O *middle* costuma utilizar os modelos oficiais do setor, como o Newave, Decomp e Dessem e, a partir deles, traçar diferentes cenários futuros de preços. Por fim, o *front office* tem por atribuição básica o relacionamento com o cliente final, negociando compra e venda de energia e capturando as necessidades do mercado, tanto em termos de produtos, como serviços e preços (MOROZOWSKI FILHO et al, 2009).

Muitos agentes de comercialização têm entre suas funções o suporte a seus clientes e gerenciamento de suas demandas. Desta forma, podem auxiliar na entrada de novos agentes no mercado, ajudando a traçar estratégias para contratação no curto, médio e longo prazo, avaliando riscos e oportunidades. Em outros casos, mesmo pequenos agentes de geração, sem experiência específica no mercado, podem buscar o suporte de comercializadores para tomar decisões mais embasadas e reduzir o risco do negócio.

Para se destacar neste ambiente, os melhores agentes investem constantemente nas estruturas de inteligência de mercado e negociação. Afinal, trata-se de um negócio com risco significativo e no qual informações de qualidade, análises aprofundadas e decisões responsáveis definem o sucesso e o futuro da empresa.

Embora a atividade de comercialização seja similar em muitos aspectos nas comercializadoras puras e nas áreas de comercialização de agentes geradores, a

grande diferença fica por conta da origem da energia. Embora muitos geradores também comprem energia para revenda, em geral, concentram suas operações na negociação da energia proveniente do portfólio próprio. Já as comercializadoras atuam constantemente no *trading*, comprando energia de geradores ou de outras comercializadoras, e assumindo posições de sobra (*long*) ou déficit (*short*) para liquidação futura.

A decisão fundamental associada à comercialização de energia remete à definição sobre a conveniência de comprar ou vender energia em cada momento. Um agente que esteja em posição *short* pode optar por reduzir seu risco comprando energia e zerando sua posição, ou pode apostar que os preços irão subir e comprar ainda mais energia. Já um agente com posição *long* pode optar por garantir sua receita negociando energia no presente ou apostar em condições melhores no futuro. Estas decisões dependem, simplificadaamente, de dois fatores: a expectativa sobre o comportamento futuro dos preços e o apetite a risco do investidor.

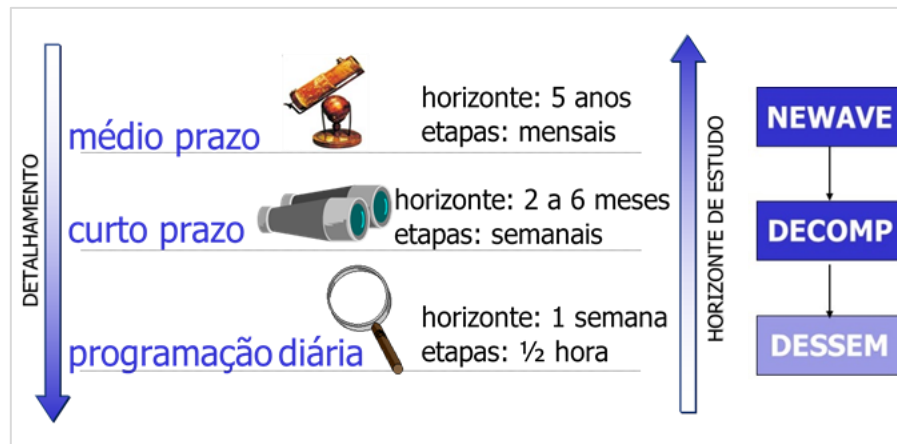
2.4 Planejamento da operação e o Preço de Liquidação das Diferenças

No Sistema Interligado Nacional (SIN), o planejamento da operação é realizado centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), visando otimizar os recursos e aproveitando a diversidade hidrológica, bem como das demais fontes de energia, observada em diferentes regiões do país. Esta operação permite não apenas a utilização econômica dos recursos, mas também resulta em um incremento da confiabilidade do suprimento.

A operação do sistema elétrico brasileiro baseia-se atualmente em uma cadeia de modelos de otimização, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), cujo principal objetivo é minimizar o custo total esperado do suprimento de energia por meio de decisões quanto ao montante de geração térmica, hidráulica, intercâmbio entre regiões e eventuais cortes de carga. Estes modelos fornecem, como um subproduto das decisões operativas, o Custo Marginal de Operação (CMO), que é a base para cálculo do PLD.

O Newave é o modelo utilizado para projeções de médio prazo, que avalia as incertezas futuras e concentra-se nas questões energéticas. Um dos resultados das simulações realizadas no Newave é a Função de Custo Futuro (FCF), por meio da qual é feito o acoplamento com o modelo Decomp. Por sua vez, o Decomp é um modelo com maior detalhamento da representação dos componentes do sistema, executado semanalmente, utilizado para o planejamento de curto prazo. Nele as usinas são representadas de forma individual e as incertezas são tratadas de forma mais simples do que no Newave. Por fim, o Dessem é o modelo usado para a programação diária da operação eletroenergética. Para tanto, conta com um detalhamento de aspectos relacionados à rede elétrica, à operação das usinas hidrelétricas, termelétricas e demais componentes do sistema. O objetivo principal desta cadeia de modelos, ilustrada na Figura 4, é a minimização de custos de operação considerando critérios de aversão ao risco.

Figura 4 - Cadeia de modelos para planejamento da operação



Fonte: ONS, CCEE (2018).

Após o cálculo do CMO por meio dos modelos citados, a CCEE calcula o PLD com informações repassadas pelo ONS. A diferença entre os dois valores é que no cálculo do PLD não são consideradas as restrições elétricas internas que não impactam a capacidade de intercâmbio entre os submercados, sendo a energia comercializada tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo, resultando em preço único em todo o submercado. O cálculo dos preços é feito com base em valores previstos, ou seja, em informações anteriores à operação real do sistema. Além disso, o

PLD está limitado por um valor máximo e um valor mínimo, definidos anualmente pela ANEEL. Sendo o preço uma das saídas dos modelos de otimização, este parâmetro influencia o planejamento da expansão do sistema, pois aponta as consequências da opção por um ou outro tipo de fonte, bem como a relação entre os custos marginais de operação e de expansão do sistema. Da mesma forma, impacta na definição das Garantias Físicas das usinas, o que, em última análise, influencia diretamente o resultado financeiro a ser obtido pelos empreendedores. Do ponto de vista institucional, outras decisões são tomadas com a influência do PLD, incluindo a definição de critérios de escolha de usinas termelétricas em leilões.

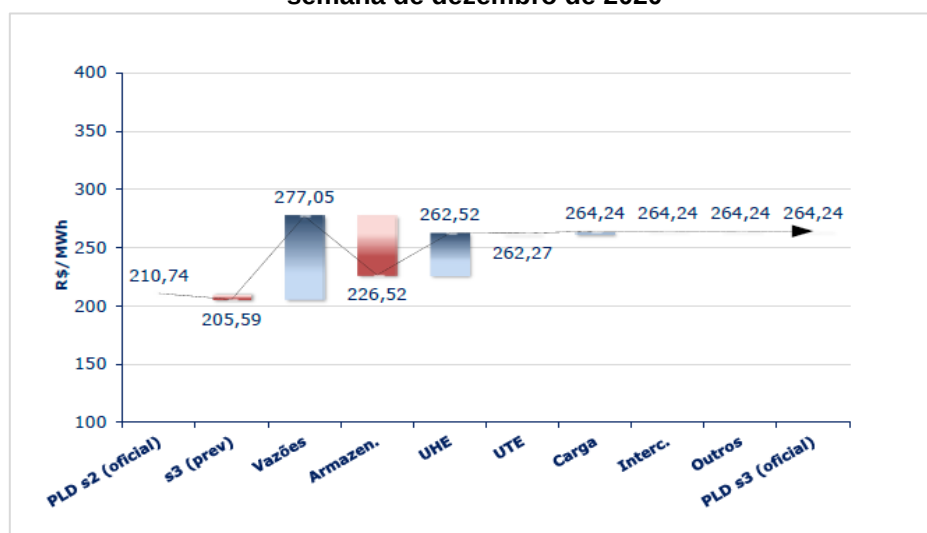
Por outro lado, o preço de curto prazo, seja o vigente ou suas projeções futuras, influencia diversas decisões dos agentes de mercado, passando pela gestão de riscos, decisões de contratação, decisões de investimento em novos empreendimentos, precificação de contratos e definição de cronogramas de manutenção. Decisões de migração para o mercado livre também se balizam fortemente nestas avaliações. Trata-se, portanto, de um parâmetro fundamental no setor elétrico brasileiro, já que diversas atividades e procedimentos são impactados pelo seu valor.

Em função de sua estreita relação com o resultado econômico-financeiro a ser auferido pelos agentes do setor, o comportamento do PLD precisa ser estudado e projetado com o maior grau de detalhamento possível. E para tanto, é preciso conhecer os parâmetros que o influenciam. Entre estes parâmetros pode-se citar as afluições hidrológicas, o comportamento da carga, as características do sistema de transmissão, a configuração do parque gerador, as agendas de manutenção das unidades geradoras, a disponibilidade de geração das usinas termelétricas, além de parâmetros relacionados à segurança do sistema, como níveis de armazenamento e de parâmetros econômicos.

Embora o monitoramento deste conjunto de fatores seja extremamente importante para o correto entendimento das variações do PLD, as incertezas relacionadas a cada um deles e a interrelação entre os parâmetros tornam muito difícil realizar projeções baseadas em todas as possíveis variações deste conjunto de fatores. Todavia, é possível saber quais são aqueles que causam maior impacto nos preços,

dedicando maior atenção ao estudo destes fatores específicos. A Figura 5 mostra a influência de alguns parâmetros na variação do PLD, utilizando como exemplo os dados da 3ª semana de dezembro de 2020 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte. O peso de cada um destes fatores varia a cada semana, embora algumas variáveis como as vazões e o armazenamento costumem ter maior impacto nos resultados dos modelos.

Figura 5- Decomposição da variação do PLD para os submercados Sudeste, Sul e Norte na 3ª semana de dezembro de 2020



Fonte: InfoPLD CCEE nº 481.

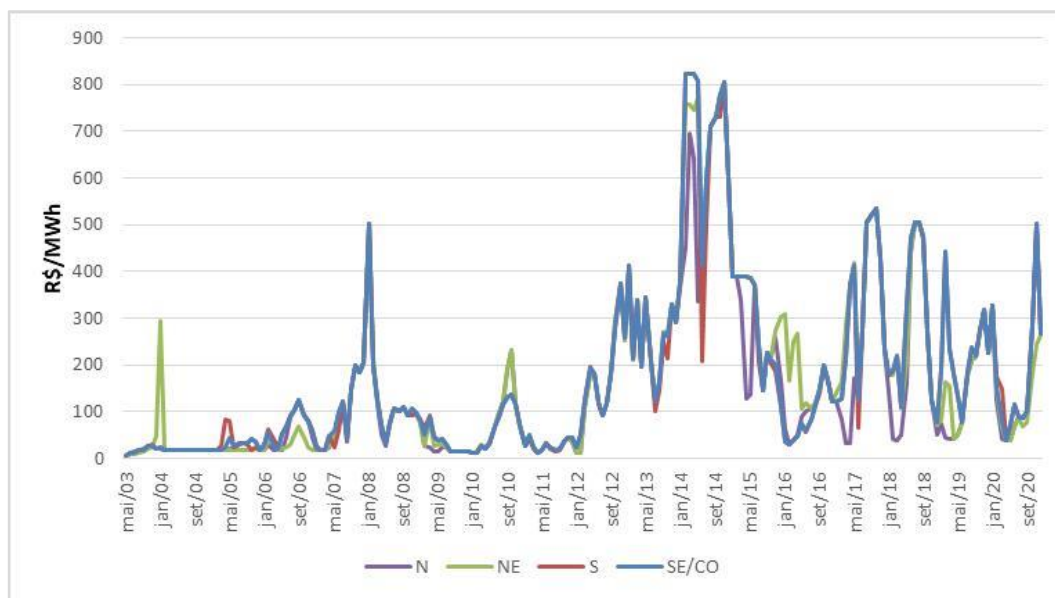
Conforme a Figura 5, o PLD de dezembro de 2020 passou de R\$ 210,74/MWh na segunda semana para R\$ 264,24/MWh na terceira semana, sendo esta variação resultante principalmente da piora na previsão de afluência (vazões), que representou um acréscimo de R\$ 71,46/MWh no PLD, da melhoria nos níveis de armazenamento, implicando em decréscimo de R\$ 50,53/MWh, e da atualização de atributos hidrelétricos, que gerou acréscimo de R\$ 36/MWh.

Embora os modelos computacionais para planejamento, que definem também os preços de curto prazo, estejam disponíveis, mediante aquisição da licença correspondente, para que os agentes realizem suas simulações e projeções, o desconhecimento sobre as condições de entrada de cada período futuro torna a tarefa de previsão bastante difícil. Os resultados do Newave, por exemplo, costumam

apresentar boa relação com o PLD verificado nos primeiros meses, mas ao longo de seu horizonte vão perdendo sua relevância. Estes modelos tendem a convergir para a média histórica de vazões rapidamente, de forma que projeções para períodos superiores a seis meses baseiam-se fundamentalmente nas informações históricas da ENA, praticamente desprezando as informações do cenário inicial.

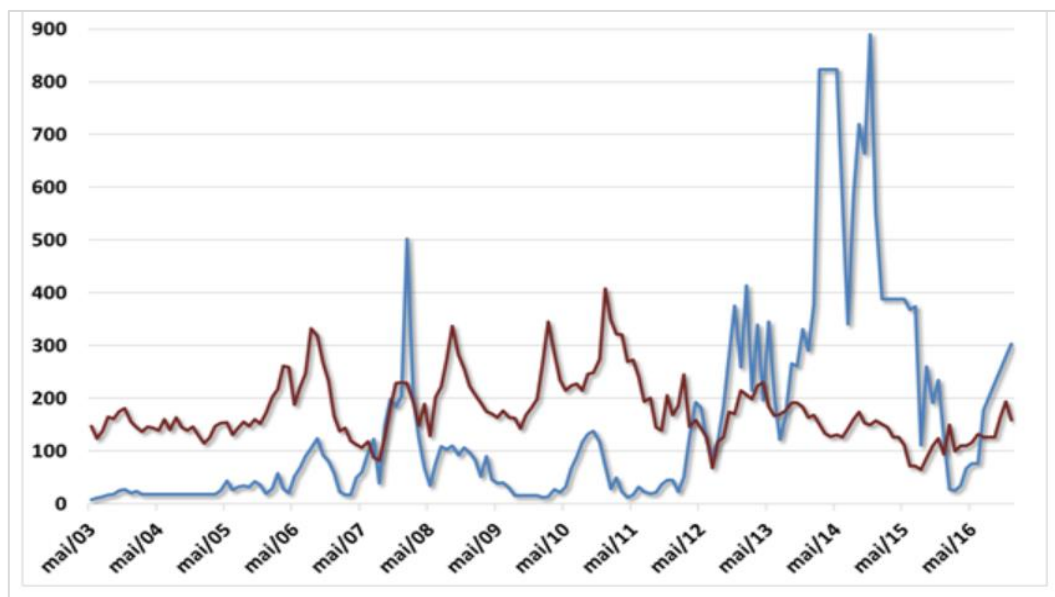
Vale destacar que, devido às incertezas relacionadas à operação do sistema elétrico brasileiro, o PLD possui uma grande volatilidade se comparado com o preço de outras *commodities* ou mesmo com o preço de curto prazo da energia em outros países. Boa parte desta volatilidade deve-se à dependência das condições climáticas, o que dificulta as projeções e o planejamento. Além disso, há casos de alterações de modelagem que podem alterar significativamente os preços de forma inesperada. Tais alterações intempestivas costumam ser bastante criticadas, de forma que se tem buscado melhorias no processo de aprovação e divulgação de tais modificações. Em outros países, a volatilidade está muito mais associada a variações na demanda e ao preço de combustíveis, como o gás. As Figuras 6 e 7 ilustram esta situação.

Figura 6- Histórico do PLD, demonstrando sua volatilidade



Fonte: Elaboração própria.

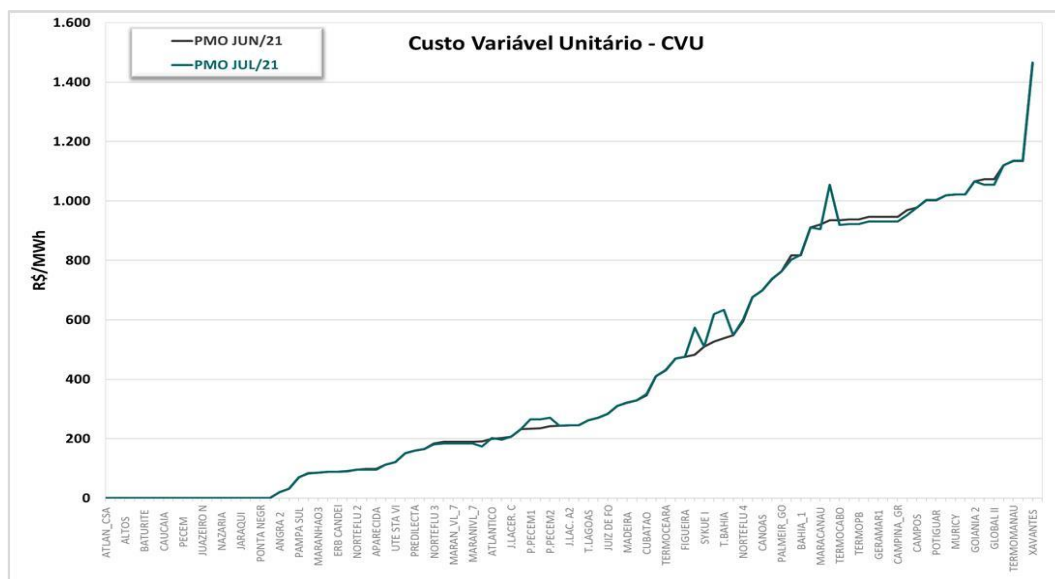
Figura 7 - Comparação entre o mercado de curto prazo brasileiro (azul) e o Nord Pool (valores em R\$/MWh)



Fonte: Ilumina, 2016

A volatilidade do PLD deve-se, essencialmente às variações de demanda e oferta de energia, que por consequência, afetam o nível de despacho de usinas térmicas no sistema. Como o custo das térmicas disponíveis para despacho é bastante variável, dependendo do combustível que utilizam, os preços podem sofrer acréscimos consideráveis à medida que se torna necessário despachar térmicas mais caras. A Figura 8 apresenta a lista de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito no Programa Mensal de Operação Energética (PMO) de julho de 2021 e seus respectivos Custos Variáveis Unitários (CVU), em comparação ao despacho realizado no mês anterior.

Figura 8- Custo Variável Unitário das Usinas Termelétricas (UTES)



Fonte: ONS, PMO de julho de 2021.

A Figura 8 permite observar como a necessidade de mais geração para o sistema pode levar a um significativo acréscimo dos custos das usinas despachadas e, conseqüentemente do PLD. Pouco mais de um terço das térmicas disponíveis tem CVU limitado a R\$ 200/MWh. Contudo, estes custos aumentam rapidamente à medida que mais térmicas são necessárias, chegando a superar R\$ 1.400/MWh (UTE Xavantes).

Dada a importância do PLD para as atividades do setor, preços mais realistas e com maior granularidade, ou seja, que reflitam de fato as condições atuais e expectativas futuras quanto à situação do sistema elétrico, podem alterar padrões de comportamento dos consumidores, levando-os a adequar seu consumo à oferta disponível, refletida nos preços. Este fato, somado às alterações na configuração da matriz elétrica brasileira, cada vez mais dependente de fontes intermitentes, levaram à adoção do PLD horário, a partir do ano de 2021.

Neste trabalho, tendo em vista que o histórico utilizado baseia-se em valores semanais, não foi considerado o PLD horário. Contudo, considera-se que os valores médios mensais são suficientes para orientar as decisões dos gestores sem maiores prejuízos relacionados às eventuais variações horárias, uma vez que a grande maioria dos contratos continua baseada em preços médios mensais, sendo as diferenças entre

recursos contratados e demanda liquidada na CCEE. Todavia, este é um ponto que pode ser melhor explorado em estudos futuros.

2.5 Produtos negociados no mercado livre

Se no ACR os prazos contratuais são definidos na legislação e nos editais de leilão, no ACL eles podem ser pactuados livremente entre as contrapartes. Assim, pode-se verificar uma ampla gama de produtos sendo negociada no mercado a cada momento.

Contudo, embora as características e o prazo contratual negociados possam ser os mais diversos possíveis, existem produtos com maior e menor liquidez. Se um agente comprador quiser hoje comprar energia para o mês seguinte, certamente não faltarão interessados em vendê-la. Por outro lado, para uma negociação de energia para um mês específico do segundo semestre, dois anos a frente, não encontrará um grande número de vendedores.

Além disso, não existe um meio oficial e único para as transações, sendo que grande parte delas acontece bilateralmente, sem que os preços e demais condições fiquem disponíveis ao restante do mercado. Nos últimos anos, contudo, cresceu fortemente o número de operações realizadas por meio do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) e, neste caso, os agentes cadastrados podem ter acesso aos produtos, montantes e preços negociados, ainda que as contrapartes não sejam divulgadas. A BBCE, lista em sua plataforma produtos mensais pelo período de cerca de um ano. Embora certamente os produtos mais próximos do suprimento tenham maior liquidez, os agentes podem fazer ofertas de compra ou venda para um mês específico do ano seguinte. Outros produtos muito comuns no médio prazo são os trimestrais: janeiro a março; abril a junho; julho a setembro e outubro a dezembro. Para inícios de suprimento mais distantes, os prazos contratuais costumam ser maiores, passando para semestrais, anuais ou plurianuais.

Contudo, há muitas lacunas no histórico de preços disponibilizado pela BBCE, de forma que neste trabalho, optou-se por considerar os produtos constantes no

histórico de preços da Dcide¹. Esta empresa levanta semanalmente a percepção de preços dos seus clientes (agentes geradores, comercializadores e consumidores livres) para energia convencional e incentivada nos seguintes prazos:

Tabela 2- Produtos com preços apurados pela Dcide

Produto	Suprimento
M+0	Mês atual
M+1	Mês seguinte
M+2	Dois meses à frente
M+3	Três meses à frente
A+0	Do quarto mês à frente ao final do ano
A+1	Ano seguinte
A+2	Dois anos à frente
A+3	Três anos à frente
A+4	Quatro anos à frente

Fonte: Elaboração própria.

Ressalta-se, todavia, que não há um produto A+0 com liquidez no mercado, por exemplo, enquanto outros produtos, como os trimestrais, que não são apurados pela Dcide, aparecem com grande frequência nas negociações. Além disso, vale destacar que esse histórico reflete a percepção de preços de um conjunto de agentes e não operações efetivamente realizadas, ou seja, o histórico não representa negociações de compra e venda. O ideal seria utilizar o histórico de negociações, mas conforme mencionado anteriormente, muitas das operações entre agentes não são registradas por uma plataforma única e com dados publicados, dificultando assim o uso para estudos. Portanto, a referência de preços da Dcide foi utilizada pela facilidade em reunir um histórico completo para todos os produtos.

Uma série de fatores contribui para que um agente opte por negociar energia com antecedência, aumentando consequentemente a liquidez de determinados produtos no mercado. Um deles é a aproximação do período de entrega e a necessidade de fechar posições antes da liquidação na CCEE. Considerando as

¹ A Dcide é uma empresa fundada em 2011, que atua no desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor elétrico. Um de seus principais produtos é a curva *forward*, obtida por meio de coleta e processamento de informações obtidas junto ao mercado.

penalidades às quais os agentes ficam sujeitos em caso de falta de lastro para venda (no caso dos vendedores) ou insuficiência de cobertura contratual de consumo (no caso dos consumidores), a cada mês o mercado se movimenta nos produtos de curto prazo para fechamento do mês atual (ou do mês anterior, já que os registros de negociações podem ser realizados na CCEE até o sexto dia útil do mês seguinte). Nos últimos anos, além do interesse de agentes deficitários em comprar energia para fugir de penalidades, observou-se um grande interesse de agentes vendedores nas negociações de curto prazo, em função do alto nível de inadimplência observado na CCEE por consequências de demandas judiciais relativas ao GSF². Essa inadimplência faz com que os agentes credores não recebam grande parte do que deveriam, mantendo um crédito a ser liquidado no futuro, quando a situação for resolvida. Assim, é preferível vender a energia para outro agente e receber antes do que manter um crédito na CCEE que não se sabe quando será liquidado. Tal fato fez com que o ágio cobrado no curto prazo em relação ao PLD projetado para o mês passasse a ser negativo, já que a oferta de energia por vendedores era maior do que o interesse dos agentes compradores em evitar as penalidades. Mesmo em uma situação normal de mercado, pode ser interessante a negociação de energia no mercado por agentes credores, por questões relacionadas ao fluxo de caixa, visto que os valores da liquidação financeira da CCEE demoram mais a ser creditados.

Todavia, o grande fator motivador para a realização de negócios no mercado sempre se relaciona com a percepção de risco dos agentes. Momentos em que os preços estão altos podem atrair o interesse dos vendedores, mas não atrairão o interesse dos compradores, a não ser que estes entendam que os preços continuarão subindo. O oposto se aplica quando os preços estão baixos. A efetivação dos negócios ocorre quando agentes compradores e vendedores entendem que o nível de preços atual é adequado para reduzir o risco de sua carteira, assumir novas posições e novas estratégias, consolidar um resultado positivo, ou evitar perdas maiores. E tais conclusões dependem da análise de seus portfólios e da avaliação dos fatores de risco que afetam os preços da energia, conforme apresentado no capítulo seguinte.

² Generation Scaling Factor, ou fator de ajuste do MRE é o número calculado mensalmente para ajuste da Garantia Física de todos os agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) quando a geração conjunta destas usinas é diferente à soma de suas Garantias Físicas.

3 GESTÃO DE RISCOS

O risco é um aspecto presente em quase todas as atividades e, por este motivo, é matéria de estudos em diversas áreas de conhecimento. De forma simples, pode ser definido como o produto da probabilidade de ocorrência de um evento indesejável pelo prejuízo ocasionado por este evento. Em termos financeiros, pode-se caracterizar o risco de um negócio como a chance de não se obter determinado retorno esperado, compatível com o tipo de investimento realizado.

Para cada negócio podem ser elencados fatores que influenciam os possíveis retornos do investimento, conferindo certo grau de risco. Ao definir faixas de valores nas quais tais parâmetros podem oscilar e atribuir probabilidades para estes valores, pode-se então dimensionar o risco associado a cada parâmetro e o consequente reflexo sobre o resultado esperado.

Se todos os fatores que influenciam o retorno fossem completamente previsíveis teríamos então a certeza do resultado do negócio e, conseqüentemente, não haveria risco envolvido. No entanto, no mundo real, não há atividade totalmente livre de risco, já que sempre haverá certo grau de incerteza quanto a um ou mais parâmetros que influenciam os resultados. Estes fatores de risco carregam consigo certo grau de imprevisibilidade, de forma que o risco não pode ser completamente eliminado. Pode e deve, todavia, ser gerenciado, visando limitar a exposição da empresa ou do negócio a retornos abaixo do esperado. Com uma gestão de riscos adequada pode-se limitar possíveis perdas em um nível que seja compatível com a capacidade financeira da empresa.

Segundo Damodaran (2009, p. 79), “se aceitarmos o argumento de que o risco é importante e afeta a maneira como os gestores e investidores tomam suas decisões, é lógica a conclusão de que a sua medida é o primeiro passo a ser tomado para geri-lo.” Ou seja, o gerenciamento do risco inicia na sua identificação e na avaliação de suas conseqüências. Como não é possível se proteger apropriadamente de algo cujas implicações não se conhece, o conhecimento do mercado e do negócio

em análise mostra-se como um requisito essencial para que os resultados sejam satisfatórios.

Portanto, para um gerenciamento de riscos eficiente é fundamental que os fatores que podem influir nos resultados sejam identificados, mensurados e adequadamente modelados. Uma vez conhecidos e modelados os fatores de risco, é necessário avaliar seu impacto no resultado final da variável em análise para então proceder-se uma análise de risco-retorno. É de posse desta avaliação que os gestores poderão decidir se determinado nível de risco é aceitável diante do resultado esperado. Caso não seja, será necessário utilizar algum mecanismo de mitigação dos riscos, o que certamente afetará o retorno.

A mitigação dos riscos pode ser entendida como a redução dos riscos a valores considerados aceitáveis. Estas ações podem estar relacionadas aos fatores geradores de risco em si ou à capacidade de absorção do risco. Seja qual for a opção de ação mitigadora adotada (investimento em tecnologias, contratação de seguros etc.), é certo que haverá implicação nos resultados.

Em oposição à visão que associa risco a prejuízos, alguns autores consideram uma definição mais abrangente, na qual o risco pode ser caracterizado como a variação dos resultados observados em relação ao resultado esperado, mesmo que esta variação seja positiva. Assim, o risco não está associado apenas a perdas potenciais, mas também a resultados melhores do que o esperado. Dessa forma, a eliminação total dos riscos tende a levar à perda de oportunidades de ganhos. É necessário, portanto, projetar cenários, avalia-los e definir o nível de risco que pode ser aceito em busca de melhores resultados.

Damodaran (2009, pg. 21) defende que “as empresas mais bem-sucedidas em qualquer ramo de atividade alcançam este status não evitando o risco, mas detectando-o e explorando-o em proveito próprio”. Assim, qualquer abordagem dedicada exclusivamente à minimização da exposição ao risco reduz também o potencial da exposição às oportunidades.

3.1 Importância da gestão de riscos

As crises financeiras que abalaram os mercados mundiais nas últimas décadas mostraram que, em muitos casos, grandes organizações, cujo negócio principal está intimamente associado à assunção de riscos, não estavam gerenciando adequadamente estas ameaças.

Em decorrência das graves consequências observadas nestas crises, cujos efeitos atingiram não apenas as empresas que originaram o problema, mas também o mercado em geral, a gestão de riscos passou a ter um papel cada vez mais relevante nas empresas e a ser exigida pelos organismos de controle, levando ao desenvolvimento de novas métricas para se compreender adequadamente os riscos financeiros envolvidos nos negócios.

No caso do mercado financeiro, a origem da maior parte das crises observadas está associada à gestão ineficaz do risco e ao comportamento humano (KAWAI JUNIOR, 2015). Tal fato decorre, em grande parte, da estreita relação existente entre risco e retorno, uma vez que, em busca de maiores retornos, o apetite ao risco dos gestores aumenta demasiadamente e decisões passam a ser tomadas sem o devido embasamento. Embora seja necessário assumir certos níveis de risco para obter bons retornos, é fundamental que se tenha em mente a capacidade financeira da empresa em sobreviver a eventos negativos, ainda que inesperados. O foco precisa estar no crescimento sustentável, onde negócios que possam comprometer a saúde financeira da empresa não sejam aprovados.

Por este motivo, antes de se pensar em maximizar os retornos, é preciso identificar, avaliar e monitorar os riscos envolvidos, buscando limitar as possíveis perdas a níveis aceitáveis. Porque a gestão de riscos pressupõe justamente se preparar para a ocorrência de eventos adversos, que podem ocorrer em decorrência da movimentação dos fatores de risco, em especial os preços, na contramão da posição assumida, causando perdas severas.

Uma gestão de riscos inadequada pode dar espaço a posições excessivamente abertas, sejam elas compradas ou vendidas, deixando a empresa sujeita a resultados extremamente adversos em caso de preços que se movimentem

contra a posição. E tal comportamento pode levar a empresa à falência ou, antes disso, a graves problemas de liquidez, não sendo possível quitar seus compromissos no mercado, podendo inclusive levar a um efeito cascata em outras empresas do setor.

Assim, torna-se fundamental que a cultura da gestão de riscos seja disseminada e as melhores práticas sejam aplicadas pelo maior número de empresas, de forma que os riscos bilaterais não se propaguem. Esta postura deve ser cobrada das contrapartes, de forma que o mercado entenda que uma política de gestão de riscos é essencial para a realização de negócios e consolidação no mercado.

De fato, a implantação de políticas e estruturas robustas para a gestão de risco tem se mostrado um grande diferencial competitivo para empresas de diversos setores em diferentes partes do mundo. Nestas empresas, observa-se um ganho de agilidade, uma vez que as decisões passam a ser mais padronizadas gerando maior autonomia, sem necessidade de aprovações prévias a cada operação, já que as condições estão definidas na política de risco. E agilidade, na comercialização de energia é essencial para que se possa aproveitar as oportunidades de mercado e buscar os melhores resultados. Mas fundamentalmente, nas empresas com gestão de riscos bem estruturada, observa-se um aumento de credibilidade, o que impacta positivamente na obtenção de crédito e no relacionamento com outros agentes.

Conforme mencionado, a comercialização de energia está essencialmente ligada à gestão de riscos, ainda que por algum tempo algumas empresas tenham negligenciado sua importância. Contudo, com o desenvolvimento do mercado, torna-se cada vez mais imperioso o desenvolvimento adequado desta atividade, sob pena não apenas de sofrer com eventos contrários, mas antes disso, de não conseguir permanecer operando no mercado por falta de confiança das contrapartes. E não basta uma Política de Riscos bem escrita e divulgada, é necessário incorporá-la nas análises e nos processos decisórios.

3.2 Gestão de riscos no mercado de energia brasileiro

Especificamente no mercado de energia brasileiro, uma série de riscos pode ser elencada, alguns comuns a diversos outros mercados e outros específicos do setor. Uma breve descrição de cada um destes riscos é apresentada a seguir (Abraceel, 2019).

a) Risco de mercado: é o foco deste trabalho e relaciona-se com as variações de preços e quantidades dos produtos negociados. Este risco se mostra mais elevado quando a volatilidade dos preços é maior. Surge, em geral, de uma posição em aberto, seja deficitária ou superavitária, cuja parcela exposta fica sujeita às variações do mercado e, em caso de movimentos contrários, resulta em perda de valor da carteira. Montantes de energia disponíveis para negociação com alto grau de certeza e que, portanto, podem ser negociados com antecedência, têm seu risco mensurado com base na curva de preços *forward*³, enquanto que parcelas dependentes de geração, contratos com flexibilidade, consumo etc. ficam expostos às condições de curto prazo, tanto em preço como em quantidade. A gestão adequada deste risco exige dados confiáveis sobre preços e uma análise adequada da conjuntura do mercado.

b) Risco de crédito: risco relacionado com a capacidade de pagamento das contrapartes e a eventual impossibilidade de cumprirem com os compromissos financeiros assumidos. Este tipo de risco tem o potencial de se espalhar pelo mercado, uma vez que a inadimplência de um agente pode comprometer a capacidade de outros honrarem seus compromissos, gerando um efeito cascata. No mercado livre brasileiro, o risco de crédito é bilateral, cabendo a cada agente a realização de uma análise apropriada do risco de suas contrapartes e a exigência de garantias proporcionais.

c) Risco de liquidez: está associado ao nível de dificuldade de um agente em fechar uma posição em aberto, ou seja, comprar um produto em que tem déficit ou vender aqueles dos quais têm sobra. O risco de liquidez traz consigo a possibilidade de grandes perdas financeiras, uma vez que, ainda que veja as condições de mercado

³ Curva de preços forward: uma curva de preços de referência de mercado. Esta curva deve indicar os valores para a saída de posições de energia em diferentes períodos de suprimento. Pode ser obtida por meio de negociações da empresa, informações obtidas de outros agentes, ou ainda com o auxílio de pesquisas e dados disponibilizados por fontes independentes, como Dcide e BBCE.

caminhando contra sua posição, o agente não consegue revertê-la. A origem deste risco é variada, podendo ser resultado da especulação dos agentes, de desbalanços entre oferta e demanda ou de uma postura de aversão a riscos de outros agentes.

d) Risco operacional: risco com origem em falhas humanas, problemas em equipamentos e acidentes, com difícil mensuração e, por consequência, de difícil gerenciamento.

e) Risco legal: associado com a possibilidade de alterações em leis e regulamentos que impactem o mercado de atuação da empresa, ou mesmo riscos atrelados ao desconhecimento do arcabouço legal relacionado à atividade. São especialmente relevantes em mercados em desenvolvimento, como é o caso do mercado de energia no Brasil, uma vez que as alterações legais e infralegais são rápidas e constantes. Sua mitigação passa pelo fortalecimento da área jurídica e da atuação junto às associações do setor.

f) Risco de entrega: trata-se da possibilidade de o vendedor não entregar o produto contratado, seja por opção, por incapacidade de produção ou outros eventos alheios a sua vontade. No mercado de energia brasileiro este risco é minimizado pelo fato de a maioria dos contratos serem firmados com “entrega simbólica” no centro de gravidade do submercado, ou seja, a energia é considerada entregue por meio do registro da venda na CCEE, independentemente de a vendedora ou as fontes por ela contratada, terem gerado tal energia.

g) Risco hidrológico: está relacionado com a característica hidrotérmica do sistema brasileiro, em que a geração está fortemente associada às condições de vazão observadas. Em geral, em situações de secas, a geração total das usinas hidrelétricas não é suficiente para atender seus compromissos conjuntos, havendo a aplicação do GSF, um fator de ajuste que reduz a Garantia Física dos geradores participantes do MRE. Adiciona-se a este risco o fato de que, em geral, baixas gerações hidrelétricas implicam em altos preços no mercado de curto prazo.

h) Risco de submercado: o mercado brasileiro funciona com base em quatro diferentes submercados, definidos com base em restrições de transmissão, que impedem que os preços sejam equalizados. Quando tais restrições estão ativas,

origina-se uma diferença de preços entre submercados, fazendo com que agentes com recursos em um submercado e requisitos em outro estejam sujeitos a pagar ou receber estas diferenças, dependendo de suas posições.

Como se pode constatar, as classes de risco estão inter-relacionadas e um risco pode levar a outro. Por exemplo, um aumento do risco de liquidez pode levar a um aumento do risco de mercado, já que será mais difícil e demorado sair de uma posição contrária; um aumento no risco de crédito pode também reduzir a liquidez do mercado, pois os agentes ficam mais cautelosos quanto a novos negócios; enquanto que um risco regulatório impacta os preços e, conseqüentemente, aumenta o risco de mercado. Assim, os riscos não podem ser tratados isoladamente, devendo ser avaliados em conjunto. Ainda assim, pode-se dizer que na comercialização de energia os riscos mais relevantes são os riscos de mercado, de crédito e de liquidez, classificados no grupo de riscos financeiros.

Há que se destacar ainda, que os diferentes ambientes de contratação existentes no setor apresentam distintos níveis de risco para cada uma das categorias. Ao negociar um contrato no ACL, por exemplo, um vendedor assume o risco de preços, pois caso não disponha da energia vendida ficará exposto ao PLD na contabilização. Da mesma forma, o vendedor pode assumir o risco de submercado, caso negocie um contrato em um submercado diferente daquele no qual possui geração ou energia comprada, ficando exposto à diferença de preços entre os submercados. Já no ACR estes riscos costumam ser minimizados para os vendedores, já que pelas regras contratuais muitos deles são assumidos pelos consumidores. Como consequência, os preços costumam ser menores no mercado regulado.

No Brasil, em geral, os casos relacionados à gestão de riscos inapropriada no mercado de energia, com consequências negativas que impactam diversos agentes, costumam ficar restritos ao próprio mercado e aos agentes envolvidos. Não faltam, contudo, casos de disputas e processos que se arrastam por anos (KAWAI JUNIOR, 2015). Apenas recentemente, alguns eventos chegaram a ser noticiados na mídia e

chamaram atenção de todo o mercado para a importância da gestão de riscos⁴. Empresas, associações e agentes institucionais passaram a se mobilizar na busca de soluções de fortalecimento das práticas de gestão de riscos no setor.

No ano de 2015, o Cigrè Brasil, por meio do grupo de trabalho C5, responsável por estudos na área de Mercados de Eletricidade e Regulação, realizou uma pesquisa com geradores, comercializadores e consumidores do mercado de energia elétrica brasileiro, com vistas a identificar o status da gestão de risco de mercado na comercialização de energia no país (HANSEN et al., 2015). A pesquisa foi enviada para mais de 100 agentes do mercado de energia elétrica, tendo como público alvo as empresas com maior grau de maturidade na gestão de riscos de mercado e maior atuação no ACL. Com base nas respostas de trinta e dois agentes foi possível inferir o grau de maturidade da gestão de riscos no mercado de energia elétrica brasileiro naquele momento. Entre os resultados do estudo, pode-se destacar:

a) agentes comercializadores puros apresentaram perfil mais agressivo do que empresas com outras atividades. Muitas comercializadoras têm ênfase no *trading* de energia e inclusive assumem parcela do risco de outras empresas em troca de um prêmio;

b) 80% das empresas respondentes possuíam uma área de risco corporativa e cerca de 47% delas tinham a gestão de risco centralizada nesta área. Uma parcela semelhante de empresas tratava o risco de forma descentralizada em diversas áreas de negócio;

c) a grande maioria das empresas possuía uma estrutura enxuta para a gestão de riscos de mercado, com 4 pessoas ou menos e 25% das empresas indicaram não ter nenhuma pessoa com dedicação exclusiva para a análise e controle de riscos de mercado;

⁴ <https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2019/02/epoca-negocios-crie-em-comercializadora-de-energia-acende-alerta-sobre-garantias.html>

<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/02/01/energia-vega-nao-honra-r-200-milhoes-em-contratos-apos-alta-de-preco.ghtml>

<https://braziljournal.com/vega-quebra-e-outras-comercializadoras-devem-ratear-a-conta>

d) 62,5% das empresas afirmaram possuir uma política de risco aprovada, enquanto outros 25% indicaram ter uma política em processo de aprovação;

e) em 75% das empresas consultadas a aprovação das decisões de risco de mercado é tomada no âmbito da Diretoria, enquanto em 22% as decisões estão distribuídas entre diretoria, gerência de risco e comitê de risco;

f) dois terços das empresas afirmaram ter indicadores oficiais de risco para acompanhamento e gestão;

g) 68,75% das respondentes utilizavam como ferramenta para cálculo de risco, sistemas desenvolvidos internamente, sendo que em 35% delas tais sistemas ainda estão em fase de implementação. 19% das empresas adotavam soluções desenvolvidas por terceiros;

h) apenas três empresas indicaram possuir alto grau de sistematização, com a maior parte dos processos sendo realizados automaticamente. A maior parte das empresas apontou seu grau de sistematização como baixo, em muitos casos por utilizarem planilhas eletrônicas como principal ferramenta de análise de risco.

A pesquisa indicou ainda que a abordagem técnica mais utilizada para cálculo de risco de mercado nas empresas era a análise de cenários, empregada em dois terços das empresas respondentes. Esta é uma abordagem relativamente simples, que pode ser facilmente implementada, mas que apresenta alguns problemas, como a dificuldade de associar probabilidades a cenários, não considerar a dinâmica dos preços e utilizar um número reduzido de cenários. Outra abordagem indicada como bastante utilizada foram as análises probabilísticas, como Valor em Risco e fluxo de caixa em risco, baseada em simulações do Newave.

Chamou a atenção que, na ocasião, apenas 50% das empresas realizavam a marcação a mercado de seu portfólio. Esta prática é muito importante para o acompanhamento e gerenciamento da carteira de ativos ao longo do tempo, permitindo que decisões sejam antecipadas com base nos resultados observados. Em resumo, os resultados da pesquisa indicaram que a gestão de risco vinha se fortalecendo no mercado de energia elétrica brasileiro, a exemplo do que já se havia observado em mercados internacionais. Passados pouco mais de 5 anos da realização desta

pesquisa, nota-se no mercado uma significativa evolução em relação ao cenário pesquisado. Cada vez mais, os agentes cobram de suas contrapartes políticas de risco bem estruturadas e aplicadas e isso se reflete no desenvolvimento de novas políticas, métodos, ferramentas, tecnologias e desenvolvimento de pessoas e estruturação para atender às demandas do mercado atual.

De certa forma, o que impulsiona a evolução da gestão de riscos são justamente as crises, em que os fatores de risco se materializam gerando perdas para as empresas. A falta de compromisso com a gestão de risco e o negligenciamento das medidas necessárias se apresentam como a razão da maior parte das grandes crises observadas. É necessária uma cultura de gestão de riscos implementada na empresa, onde se tenha muito claro que, em muitos casos, a realização de posições negativas é necessária para evitar problemas ainda maiores no futuro. O estabelecimento de tal cultura passa pelo comprometimento da alta direção com tais valores, passando a cobrar de seus gerentes que suas decisões levem em conta a avaliação dos riscos antes mesmo dos possíveis ganhos.

Em geral, a aplicação de políticas de risco sérias e bem definidas pode levar à redução de retorno no curto prazo. E este é o difícil papel que o gestor de risco desempenha: alertar que, em alguns momentos, é necessário abrir mão de certo nível de retorno para preservar a segurança do negócio. De fato, percebe-se que, em muitos casos de alavancagem excessiva, negócios sem garantias adequadas, ou manutenção de altos níveis de desconstratação com vistas a obter melhores preços no futuro, os excessos não foram alertados pelos gestores de risco, ou foram ignorados pela alta administração, em decorrência de uma visão muito mais focada no resultado, independentemente do nível de risco.

O fato de, no mercado brasileiro, os preços de curto prazo serem resultado de um modelo de otimização faz com que se adicione um componente de dúvida e instabilidade psicológica ainda maior nos agentes. O entendimento é que em mercados onde o preço é formado pela interseção das curvas de demanda e oferta (modelo de preços por oferta), há uma maior disposição a zerar uma posição quando não há expectativa clara de reversão de preços. No mercado brasileiro, em que os preços

sofrem grande influência das condições hidrológicas, nota-se uma postura de maior aceitação ao risco, onde alguns agentes apostam em uma reversão dos preços, ainda que não existam sinais claros que apontem para tal fato (KAWAI JUNIOR, 2015).

Mas a gestão de riscos não pode se basear em pensamentos otimistas, pelo contrário, grande parte do trabalho está em se preparar para o pior, projetando as consequências para a empresa se um cenário ruim se materializar.

Muitas vezes, diante de um prejuízo iminente, os gestores preferem acreditar em uma mudança de cenário e recuperação do que consolidar uma perda revertendo a posição. E de fato, em alguns casos, tal estratégia resulta em bons resultados, em função da volatilidade dos preços. Contudo, o papel do gestor de riscos é fugir de situações em que a aposta é muito maior do que a capacidade de bancá-la. A gestão de riscos deve se basear em políticas e métricas bem definidas, de forma que simples expectativas não levem os gestores a tomar decisões sem embasamento e, principalmente, sem considerar as consequências de um possível cenário negativo.

A disseminação da cultura de gestão de riscos passa também pela capacidade de explicar de forma clara quais são os riscos envolvidos no negócio, sua origem, consequências em caso de materialização e as formas possíveis de mitigação. A consolidação desta cultura de gestão de riscos permitirá que o mercado de energia permaneça crescendo e se desenvolvendo, baseado em um ambiente seguro e sustentável para todos os seus participantes.

3.3 Marcação a Mercado

Os conceitos de marcação a mercado e marcação a modelo são fundamentais para uma gestão de riscos eficiente, pois permitem definir, a cada momento, qual é o valor do ativo em análise. E a gestão ativa do risco de uma carteira depende da possibilidade de medir seu valor atual a cada momento para que seja possível também projetar cenários de variação futura.

Para realizar a marcação a mercado de um ativo basta multiplicar a quantidade exposta a variações de preço pela referência de preço atual, obtida por

meio de uma curva *forward*. Atualmente, no setor elétrico brasileiro, uma boa referência de preços de mercado é a curva pesquisada e publicada semanalmente pela Dcide, podendo ser utilizada também a curva divulgada pela BBCE ou outras fontes de informação do próprio agente. Estes preços devem refletir o valor do ativo ao sair de uma posição, ou seja, os preços estão relacionados com a liquidez, pois de nada adiantaria “marcar” um ativo a um preço pelo qual ele não pode ser negociado. Assim, em muitos casos, é necessário fazer ajustes nas referências obtidas no mercado, dependendo da situação de exposição da empresa.

O conceito de marcação ao modelo é bastante semelhante, mas baseia-se nos resultados das simulações dos modelos computacionais do setor, que serão utilizados para valorar as exposições ao preço de curto prazo, ou seja, parcelas que não se pretende contratar até a liquidação.

Apesar de simples, o processo de marcar a mercado exige atenção e cuidado, pois seus resultados levam à tomada de decisões estratégicas. Não havendo confiança e consistência neste processo, toda a gestão de riscos pode ficar comprometida, uma vez que se baseia no valor estimado do ativo para avaliar as decisões futuras (Abraceel, 2019).

3.4 Métricas de Risco

A eficiência da gestão de riscos relaciona-se com sua facilidade de compreensão. Por este motivo, a abordagem deve ser clara e objetiva. Conforme (Abraceel, 2019), a abordagem de gestão de risco deve ser quantitativa, baseada em métricas que se relacionem com os principais indicadores financeiros e, portanto, possam ser comparados com orçamentos, metas ou limites de exposição.

A escolha das métricas de risco a serem utilizadas deve levar em conta, portanto, a facilidade de compreensão, apresentando as informações necessárias e suficientes de forma clara e objetiva, permitindo aos gestores tomar decisões bem embasadas.

Duas das métricas mais comumente utilizadas no setor elétrico brasileiro são o Valor em Risco (VaR) e o Valor em Risco Condicional (CVaR), os quais são descritos a seguir.

3.4.1 Valor em Risco

O indicador VaR surgiu da necessidade de mensurar e transmitir de forma simples aos gestores os níveis de risco aos quais uma empresa está exposta. O objetivo desta metodologia é medir, em condições normais do mercado, a pior perda esperada em um período, com determinado nível de confiança. O seu valor sintetiza a maior (ou pior) perda esperada dentro de determinados período de tempo e intervalo de confiança (JORION, 2003).

Conforme Damodaran (2009), o VaR tem três elementos principais: um nível de perda especificado em valor, um período fixo ao longo do qual o risco é avaliado, e um nível de confiança. Com a aplicação do VaR uma organização poderá conhecer a qual prejuízo está exposta. Por exemplo, um VaR de R\$ 100 milhões ao ano, com nível de confiança de 95%, indica que, sob condições normais de mercado, a empresa tem 5% de chances de ter um prejuízo superior a R\$ 100 milhões.

Por meio do VaR, portanto, é possível verificar, em um único valor, qual o nível de risco ao qual um negócio ou uma organização está exposta e a probabilidade de se observar um resultado adverso. A expressão “sob condições normais de mercado” e o nível de confiança associados ao VaR indicam que este indicador não se aplica em situações extremas. Assim, se 5% dos piores casos são desconsiderados, é possível que nestes cenários os resultados sejam devastadores. Trata-se, portanto, de um método simples para cálculo e compreensão dos riscos associados a um negócio, mas que tem restrições importantes a serem consideradas.

O primeiro passo para aplicação do VaR é a definição da variável a ser analisada, que pode ser a receita de um empreendimento, um fluxo de caixa ou o valor de uma carteira. Os riscos estarão associados às variações desta variável, em especial aos cenários desfavoráveis. A melhor maneira de medir os riscos é por meio das funções de distribuição de probabilidade. A dispersão dos resultados ilustra o risco do

negócio sendo que distribuições mais achatadas indicam riscos maiores, uma vez que os resultados possíveis se afastam mais do valor esperado.

No setor elétrico brasileiro, observa-se com frequência a utilização do VaR 95% em base mensal, ou seja, seu resultado indica qual a maior perda esperada em um mês em 95% dos casos. Para a definição do horizonte a ser considerado para aplicação do VaR, deve-se considerar a natureza do negócio em análise. No caso deste estudo, por avaliar as condições de mercado semanalmente e contar com dados históricos com este período de variação, o horizonte adotado foi semanal.

Com o sucesso e a difusão do VaR, essa ferramenta passou a ser utilizada não apenas para medir o risco, mas também para gerenciá-lo, já que as análises permitem o correto balanceamento risco-retorno. Embora tenha surgido nas instituições financeiras, o VaR está se disseminando por todo o mundo corporativo. Contudo, nas empresas que não atuam na área financeira, a ênfase das análises não está no valor de mercado de um ativo, mas nos fluxos de caixa. Dependendo da aplicação, o VaR pode ser adaptado, como é o caso dos CFAR (Fluxo de Caixa em Risco). Outro conceito utilizado no mercado é o VaR relativo, o qual não indica uma perda absoluta, mas sim a perda em relação ao valor esperado.

A partir do valor do VaR uma empresa pode avaliar se o nível de risco ao qual está sujeita é aceitável ou atuar sobre os fatores que o formam visando sua redução. Contudo, é importante não perder de vista que o VaR não apresenta o pior cenário possível, mas sim uma medida probabilística que poderá ser ultrapassada. Para níveis de confiança mais baixos, o resultado do VaR será mais baixo, contudo, as ultrapassagens serão mais frequentes.

Damodaran (2009) argumenta que o enfoque do VaR em um valor fixo o torna uma medida atraente de risco para instituições financeiras que se preocupam com sua suficiência de capital, mas essa mesma razão faz do VaR uma medida inadequada do risco para empresas concentradas na comparação de investimentos com diferentes escalas e retornos. O autor entende que muitas informações que poderiam ser extraídas da distribuição de probabilidades são ignoradas quando se considera exclusivamente o VaR. Todos os cenários abaixo do VaR são ignorados, como se este

valor fosse de fato a pior perda à qual a organização está sujeita. Na verdade, para um VaR de 95% há 5% de chances de o cenário observado ser pior do que o indicado pelo VaR, o que com certeza não é desprezível.

Há que se considerar ainda a possibilidade de imprecisão no cálculo do VaR. Embora pareça óbvio, cabe ressaltar que a qualidade dos dados de entrada é fundamental para um resultado adequado. Insuficiência de dados, distribuição probabilística que não represente adequadamente o comportamento da variável ou dados históricos de um período específico que não se repetirá no futuro comprometerão o cálculo do VaR, podendo levar a conclusões erradas por parte dos gestores de risco.

Por este motivo, Jorion (2003, p. 95) sugere que “... o VaR deve ser visto como procedimento necessário mas não suficiente para controlar o risco. Ele deve ser amparado por limites e controles, além de uma função independente de gerenciamento de risco”.

Damodaran (2009) defende que é mais prudente utilizar todas as informações disponíveis na definição das distribuições de probabilidades do que apenas uma pequena fatia delas, representada pelo VaR.

Além da limitação quanto aos casos que excedem o nível de confiança, há que se ressaltar que o cálculo do VaR baseia-se em um histórico. Estes dados são aproximados por uma distribuição de probabilidades. Dessa forma, as projeções são feitas com a ideia de que o futuro repetirá o passado, e que os preços obedecerão ao mesmo comportamento da distribuição adotada, o que nem sempre é verdade. Eventos inéditos, conhecidos como *outliers* poderão acontecer.

Taleb (2007), desenvolveu a teoria dos cisnes negros para tratar de eventos de baixa probabilidade, mas com alto impacto. Tal denominação surgiu a partir da descoberta, na Austrália, em 1697, de cisnes negros, os quais, até então, se acreditava não existirem. A teoria desenvolvida por Taleb chama a atenção para o fato de que existem eventos raros que podem passar despercebidos em análises estatísticas, inclusive por não terem acontecido no passado.

Por estas razões, a adoção do VaR como única medida de risco não é recomendada. Embora tal indicador seja bastante útil no gerenciamento de risco,

conforme exposto, a adoção de outras metodologias de avaliação permitirá maior segurança na gestão de riscos, podendo apresentar informações ignoradas pelo VaR.

3.4.2 Valor em Risco Condicional

Mesmo que o VaR seja calculado com base em dados confiáveis e suficientes e seu resultado seja preciso, haverá um conjunto de cenários que foram desprezados na análise. Estes cenários, ainda que tenham baixa probabilidade de ocorrência, não deveriam ser completamente desconsiderados.

No caso de um VaR de R\$ 100 milhões ao ano, com nível de confiança de 95%, a conclusão seria que o negócio, sob condições normais de mercado, teria apenas 5% de chances de ter um prejuízo superior a R\$ 100 milhões. Mas como este prejuízo pode, de fato ultrapassar o VaR, é importante saber se nestes casos estaríamos falando de R\$ 120 milhões ou de R\$ 800 milhões.

O VaR tornou-se uma medida de risco muito popular por ser baseado em parâmetros intuitivos, e ter como resultado um número único, de fácil entendimento, facilitando a tomada de decisão. Contudo, em função de suas limitações, outras metodologias foram desenvolvidas com o objetivo de considerar as possíveis perdas na cauda da distribuição de probabilidades. Uma destas metodologias é o CVaR, que apresenta uma média ponderada das perdas na faixa que foi desprezada. O CVaR pode ser usado em conjunto com o VaR e é aplicado para estimar o risco em distribuições de retorno não simétricas.

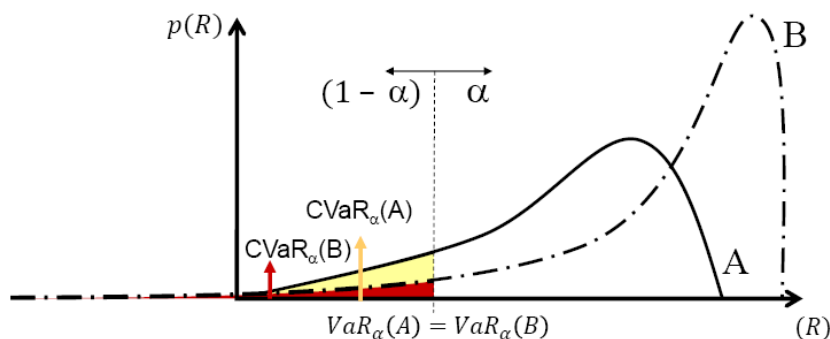
Enquanto o VaR é uma medida de risco que não fornece nenhuma informação a respeito das perdas que o excedem, o CVaR é uma medida de risco mais conservadora, que quantifica os resultados piores que o VaR, as quais podem ser significativas. Considerando que nenhum indicador é completo, é recomendável trabalhar com uma combinação de métodos.

Em geral, o risco de perda pode ser medido pelos percentis da distribuição, ou seja, por valores cuja área à esquerda ou à direita apresenta determinada probabilidade de ocorrência. Conforme Jorion (2003), o valor esperado, condicionado

ao quantil ser excedido, representa o tamanho médio da perda quando o valor de corte se exceder, ou seja o tamanho médio da perda se o VaR for ultrapassado.

A Figura 9 ilustra duas diferentes distribuições de probabilidades que tem o mesmo VaR, mas apresentam diferentes médias nos piores cenários, o que é capturado pelo CVaR:

Figura 9 - VaR e CVaR para diferentes distribuições de probabilidade



Fonte: STREET, BEZERRA e BARROSO, 2012.

Em adição às métricas citadas, outras podem ser utilizadas, como testes de *stress* em que são gerados cenários extremos para avaliar os resultados decorrentes, ou o estabelecimento de um limite máximo de perdas, conhecido como *stop loss*, em que se opta por fechar as posições em aberto, mesmo com prejuízos.

Possuir uma métrica de risco de mercado não representa por si só uma proteção aos riscos medidos. É necessária uma política de risco bem descrita, compreendida e aplicada. Tal política deve ser bancada pela alta direção, de modo que todas as áreas tenham internalizada a necessidade de aplicação das diretrizes definidas.

E um passo fundamental na gestão de riscos é a clareza da necessidade do ajuste de posições, uma vez detectado um risco superior ao aprovado. De nada adiantaria um sistema robusto para medir o risco se, ao constatar a ultrapassagem dos limites estabelecidos, as ações de mitigação não forem tomadas com a maior brevidade possível. Dessa forma, a gestão de risco responsável realizada de forma individual pelas empresas contribui sobremaneira para a redução do risco sistêmico.

4 MODELO PROPOSTO

Os primeiros requisitos para um modelo de suporte à decisão na negociação de energia elétrica são o entendimento do funcionamento do mercado e cenários de preços futuros para os produtos. Tais cenários podem ser elaborados com base em um histórico de preços com tamanho suficiente para que se tenha representatividade em relação às possíveis realizações futuras e suas chances de ocorrência. Nota-se, portanto, que a qualidade dos dados de entrada é fundamental para que os resultados sejam confiáveis.

Nos capítulos anteriores foram mencionados os principais fatores que influenciam os preços de curto prazo e também os preços de mercado. Contudo, cabe mencionar que, ainda mais difícil do que mensurar a real influência de cada fator na variação de preços é conseguir prever o comportamento de cada uma destas variáveis. Por exemplo, conforme apresentado na seção 2.4, uma das variáveis que mais impacta os preços no curto prazo são as vazões afluentes. Este é o motivo pelo qual os agentes estão sempre em busca de informações que permitam inferir o comportamento futuro do clima. Pode-se afirmar que, um agente que consiga projetar com exatidão o volume e a localização das chuvas futuras terá grande vantagem competitiva sobre os demais. Todavia, os modelos meteorológicos disponíveis não são capazes de realizar boas projeções para o médio e longo prazo. Por outro lado, as informações confiáveis e verossímeis, em geral relacionadas a alterações no curto prazo, estão disponíveis a todos os agentes e costumam aparecer também nos *decks*⁵ oficiais dos modelos de planejamento da operação.

Por conta desta dificuldade de projetar cenários futuros confiáveis para os fatores de risco e dimensionar a importância de cada um deles em cada momento, optou-se neste trabalho por avaliar de forma estatística, com base em ocorrências passadas, os possíveis cenários de preço e suas probabilidades. Outros parâmetros poderiam ser utilizados para auxiliar na construção de cenários de preços futuros, como aspectos climáticos (meteorológicos), energia armazenada nos reservatórios,

⁵ Conjunto de arquivos, disponibilizados pelo ONS e CCEE, para que os agentes que possuem a licença dos modelos possam executá-los e reproduzirem os resultados oficiais.

informações sobre a tarifa de energia no mercado cativo, nível de geração esperado por fonte e disponibilidade das instalações de geração e transmissão, projeções de demanda e alterações na configuração do SIN, dentre outros. Dependendo do prazo contratual, cada um destes parâmetros contribui de maneira mais ou menos significativa na composição do preço dos produtos. Assim, além do histórico de preços dos produtos, considera-se também neste trabalho os preços projetados pelo modelo de planejamento de médio prazo (Newave), para que, mesmo que de forma indireta, alguns destes parâmetros citados, como o nível de armazenamento, meteorologia e expansão do sistema, sejam considerados na geração de cenários. Busca-se desenvolver uma metodologia que seja coerente com a realidade dos preços dos produtos, para posteriormente aplicar esses cenários no modelo de tomada de decisão proposto.

Partindo-se da premissa que as projeções dos modelos oficiais para o curto prazo costumam apresentar bom índice de acerto, e conhecendo a correlação entre os diversos produtos, pode-se então estimar cenários de variação para produtos de mais longo prazo, ou seja, com período de suprimento iniciando alguns meses à frente. A Tabela 3 ilustra tal relação, com base nos dados históricos da Dcide, de 2012 a 2020.

Tabela 3 - Correlação entre os produtos

	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0	A+1
M+0	1,0000	0,9563	0,9127	0,8682	0,8178	0,6063
M+1	0,9563	1,0000	0,9723	0,9353	0,8812	0,7010
M+2	0,9127	0,9723	1,0000	0,9842	0,9402	0,7781
M+3	0,8682	0,9353	0,9842	1,0000	0,9710	0,8223
A+0	0,8178	0,8812	0,9402	0,9710	1,0000	0,8840
A+1	0,6063	0,7010	0,7781	0,8223	0,8840	1,0000

Fonte: Elaboração própria

Os valores representam os coeficientes de correlação entre os produtos, cuja escala proposta por Newbold (1995) para interpretação dos resultados é indicada na Tabela 4:

Tabela 4 - Interpretação das escalas de coeficientes de correlação

Correlação		Interpretação
+	1,00	Positiva perfeita
+	0,70 a 0,99	Positiva muito forte
+	0,50 a 0,69	Positiva substancial
+	0,30 a 0,49	Positiva moderada
+	0,10 a 0,29	Positiva baixa
+	0,01 a 0,09	Positiva ínfima
	0,00	Nenhuma
-	0,01 a 0,09	Negativa ínfima
-	0,10 a 0,29	Negativa baixa
-	0,30 a 0,49	Negativa moderada
-	0,50 a 0,69	Negativa substancial
-	0,70 a 0,99	Negativa muito forte
-	1,00	Negativa perfeita

Fonte: Elaboração própria, com base em Newbold (1995).

Nesse sentido, pode-se dizer que há uma correlação positiva muito forte entre os produtos próximos. Adicionalmente, a Tabela 4 indica que apenas a correlação do produto A+1 com o produto M+0 não seria tão forte, mas ainda assim classificada como substancial. Assim, quando os preços de um produto oscilam em uma direção, aumentando ou reduzindo seu valor, a variação do produto seguinte (maturidade próxima) na mesma semana tende a seguir na mesma direção.

O objetivo final é gerar cenários de preços futuros e suas probabilidades, permitindo a avaliação dos riscos de quedas ou acréscimo nos preços. A partir daí é necessário estabelecer uma métrica para avaliar os riscos e indicar ao modelo qual o risco que se aceita assumir. Vale destacar que o nível de aversão ao risco varia conforme o negócio, sendo diferente para consumidores, geradores e comercializadores e, além disso, é intrínseco a cada investidor.

Os riscos estão altamente associados à volatilidade do ativo em análise. E o mercado de energia apresenta grande volatilidade dos preços, a qual deriva, entre outros fatores, da impossibilidade de estocar energia elétrica em grandes volumes.

Ainda que os combustíveis necessários para a geração possam ser estocados, como o gás, carvão ou mesmo a água, há uma parcela de geração, representada por eólicas, solares e hidrelétricas a fio d'água que, caso não se utilize, será perdida. Se por um lado a curva de oferta não é linear e novos recursos são sempre mais caros, por outro a demanda não reage a preços com rapidez.

Nas próximas seções, são apresentados os critérios e metodologias utilizados para a criação de cenários de preços utilizados no modelo de otimização das vendas, por meio do qual o sistema poderá sugerir os produtos cuja negociação diminui o risco ou aqueles que podem trazer maior retorno nas semanas seguintes. Cabe destacar que tanto a geração de cenários como a preparação das variáveis necessárias para o modelo de otimização proposto foram programados em Matlab. Além disso, para a resolução do problema de otimização foi utilizado o pacote acadêmico de programação linear Gurobi.

4.1 Geração de Cenários

Conforme mencionado, os preços de curto prazo no mercado de energia brasileiro são resultantes do processo de planejamento da operação do sistema. Por outro lado, os preços de mercado, embora possam ter um componente resultante das simulações realizadas pelos agentes, não são derivados exclusivamente dos modelos oficiais do setor. Assim, é necessário fazer a distinção dos preços com origem nos modelos e no mercado, pois seu comportamento e variabilidade são específicos para cada caso. Em geral, no curto prazo, os preços de mercado possuem boa correlação com as projeções de PLD, a qual vai diminuindo conforme o início do período de suprimento se afasta.

A disponibilização de séries de preços confiáveis para o mercado é relativamente recente no Brasil. Um dos primeiros movimentos neste sentido se deu com a criação da Brix Energia e Futuros 2011, atualmente fora de operação. No mesmo ano foi fundada a Dcide, que coleta, processa e divulga preços para diversos produtos do mercado desde 2012. Também nascida em 2012, por iniciativa conjunta de uma série de agentes do mercado, a BBCE é uma plataforma de negociação de energia.

Com base nas ofertas de compra e venda de energia e de informações provenientes de seus sócios e participantes, a BBCE também passou a divulgar diariamente uma curva de preços futuros. Além disso, alguns agentes de mercado mantêm seus próprios registros de preços e possuem um histórico robusto deste parâmetro.

A simulação principal realizada para este trabalho utiliza como base o mês de janeiro de 2019. Portanto, utiliza-se o *deck*⁶ Newave de janeiro de 2019 e o histórico de preços de mercado iniciando em janeiro de 2012 (início da apuração pela Dcide) e finalizando em dezembro de 2018. Outras simulações são feitas, considerando outros meses de referência, com o objetivo de avaliar resultados e efetuar comparações.

Para compor os cenários de preços futuros, utiliza-se uma ponderação entre os resultados do Newave e preços gerados por meio dos valores históricos. Do próprio Newave, obtêm-se projeções de preços para todos os meses seguintes do ano. Por outro lado, para o histórico, a projeção de cenários de preços baseia-se nas variações percentuais observadas para os produtos. A ideia é identificar faixas de possíveis variações de preços com suas respectivas probabilidades de ocorrência, com base no que foi observado no passado, conforme apuração da Dcide. As seções seguintes descrevem a metodologia utilizada na geração de cenários para os produtos M+0 a A+1, considerados nos casos avaliados neste trabalho.

4.1.1 Projeções de preço para o produto M+0 (mês atual)

Uma importante premissa utilizada neste estudo é a de que os movimentos de preços são bastante dependentes do nível em que se encontram. Por exemplo, preços muito próximos ao teto do PLD, tem pouco espaço para se movimentar para cima e apresentarão tendência de queda maior do que preços que já estão baixos. Assim, optou-se por dividir o histórico de preços de M+0 em quatro grupos e então registrar separadamente as variações de preços, dependendo do preço atual. O número de grupos é determinado com base na quantidade de dados disponível

⁶ Os *decks* do Newave são disponibilizados pela CCEE mensalmente em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/deck_de_precos

(histórico), pois quanto maior o número de grupos, menores seriam as ocorrências de preços disponíveis naquele conjunto.

Ou seja, o sistema estratifica o histórico de preços de M+0 em quatro grupos, de forma que cada um deles tenha o mesmo número de ocorrências (o último grupo pode ter mais dados, caso o conjunto de dados históricos não seja divisível por quatro). Dentro destes grupos são calculadas as variações percentuais semanais. Na simulação base (janeiro de 2019), os grupos calculados são os seguintes:

Tabela 5 - Grupos de preços para os valores históricos de M+0

Grupo	Preços (R\$/MWh)	Média (R\$/MWh)	Desvio Padrão (R\$/MWh)	Nº de ocorrências
1	De 36,73 a 141,22	95,16	32,21	79
2	De 141,23 a 261,99	203,98	31,24	79
3	De 262,00 a 402,77	348,57	43,82	79
4	De 402,78 a 811,33 ⁷	593,30	147,33	80

Fonte: Elaboração própria.

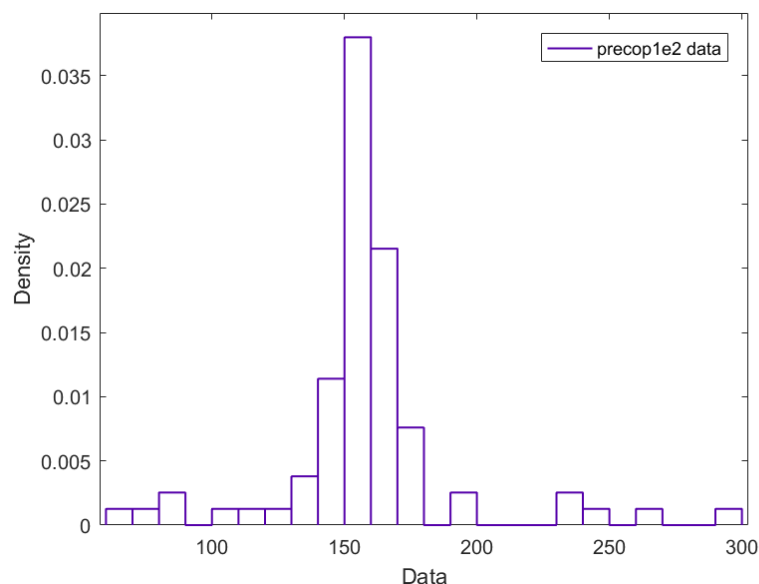
Como o preço de mercado na 1ª semana de janeiro 2019 foi de R\$ 155,95/MWh, o grupo considerado para estimar as possíveis variações de preços para a semana seguinte é o grupo 2. Assim, para todas as vezes no histórico de preços de M+0 que os valores ficaram entre R\$ 141,23/MWh e R\$ 261,99/MWh, observou-se qual o preço da semana seguinte e a consequente variação percentual de uma semana para outra.

Neste caso específico, as maiores variações percentuais históricas para esta faixa são de -60,38% e de +85,96%. Para cada amostra, as variações percentuais, negativas ou positivas, são somadas ao preço atual do produto M+0. Aplicando estes percentuais ao valor atual do preço de M+0, temos uma curva de possíveis preços para a semana 2, que varia de R\$ 61,78/MWh a R\$ 290,01/MWh. O histograma da Figura 10

⁷ Existem no histórico valores superiores ao teto atual do PLD, pois em anos anteriores o valor máximo era superior ao definido atualmente. Não há prejuízo para o objetivo do trabalho, pois o que se busca é saber qual a variação percentual do preço quando ele está em um patamar alto.

ilustra os possíveis preços do produto M+0 na semana seguinte e suas respectivas frequências, com base apenas no histórico.

Figura 10 - Histograma de preços para o produto M+0 no estágio 2



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a tendência, ao considerarmos apenas o histórico de variações para o produto no grupo atual, é que o preço da semana 2 permaneça próximo ao valor da semana 1. Contudo, é possível perceber que já aconteceram casos no histórico em que as quedas ou acréscimos de preço foram acentuados de uma semana para outra, embora com baixa ocorrência. Obviamente não há nenhuma garantia de que os preços da semana 2 fiquem dentro da faixa de variações histórica, contudo, esta é uma boa referência para auxiliar na projeção dos possíveis preços para o estágio seguinte. A partir deste conjunto de preços, determina-se a distribuição de probabilidades que melhor aproxima o histograma observado.

A escolha da distribuição de probabilidade contínua, que seja adequada aos dados de origem, é fundamental para a qualidade dos resultados (MAGALHÃES, 2006). A Tabela 6 apresenta os resultados de log verossimilhança⁸ para diferentes

⁸ Em estatística, a função de verossimilhança (*likelihood function*) ou a função de log-verossimilhança, medem a qualidade do ajuste de um modelo estatístico a uma amostra de dados para determinados valores dos parâmetros desconhecidos. Embora seu valor não tenha nenhum significado prático, comparativamente pode-se afirmar que maiores valores indicam melhor adequação da curva à amostra.

distribuições de probabilidade disponíveis no Matlab. Neste caso, a distribuição “t Location scale”, apresenta melhor aderência.

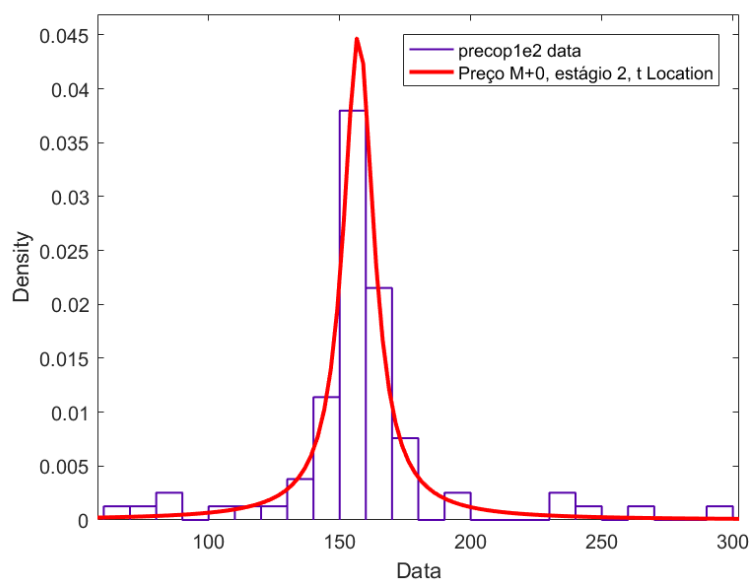
Tabela 6 - Log-verossimilhança para diferentes distribuições de probabilidade – dados históricos de M+0

Distribuição	Log-verossimilhança
T-location scale	-328,97
Burr	-349,62
Log-logistic	-350,30
Logistic	-351,82
Generalized extreme value	-359,47
Rician	-362,01
Normal	-362,10
Weibull	-368,19

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 11 mostra o conjunto de dados original e a curva de distribuição probabilística:

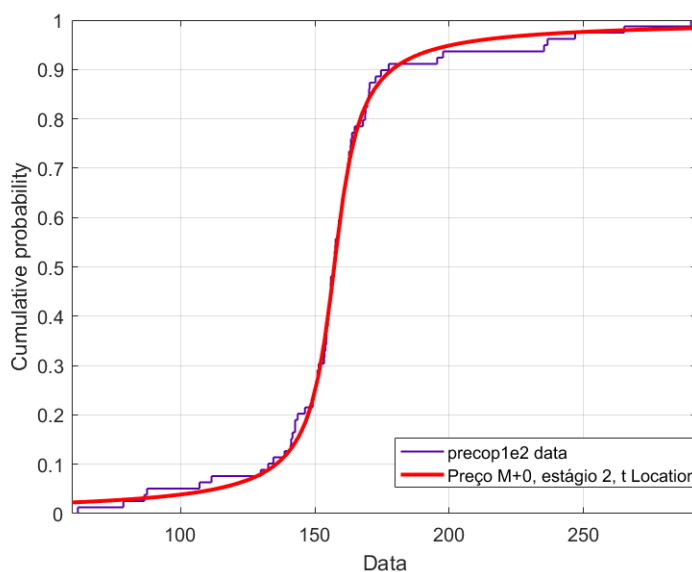
Figura 11 - Dados de M+0 no estágio 2, adaptados para uma curva de distribuição de probabilidades (t Location-scale)



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a curva de distribuição de probabilidades consegue representar adequadamente os dados históricos, de forma que os valores também ficam bastante concentrados nas faixas próximas ao preço da semana 1 (R\$ 155,95/MWh). A função de distribuição acumulada (fda), mostrada na Figura 12, consiste em uma forma alternativa de visualizar a divisão dos valores observados no histórico e suas probabilidades acumuladas.

Figura 12 - Função de distribuição acumulada dos resultados de M+0 no estágio 2



Fonte: Elaboração própria.

Dado que o interesse neste trabalho é criar uma quantidade finita de cenários de preços para ser usada no problema de otimização, a função de distribuição de probabilidades deve ser separada em valores discretos. Para tanto, divide-se os valores observados na função de distribuição acumulada em intervalos determinados e registra-se a probabilidade associada a cada um deles. Cada um desses intervalos dará origem a uma realização possível para esse produto. Neste trabalho, para o produto M+0, a fda é dividida em vinte valores, sendo que cada um representa um intervalo de preços, definidos a partir da divisão dos dados observados no histórico. A divisão é feita garantindo que o número de ocorrências no histórico para cada intervalo seja o mesmo. Caso a função fosse dividida em um menor número de intervalos, as variações de preço não seriam adequadamente captadas. Por outro lado, um maior número de alternativas

de valores daria maior precisão aos resultados, contudo, levaria a um enorme número de cenários e, conseqüentemente, poderia inviabilizar a resolução do problema de otimização⁹. Nesse sentido, para evitar um crescimento exponencial no número de cenários, o número de realizações é reduzido para alguns produtos, bem como os cenários com probabilidade ínfima¹⁰ de realização são desconsiderados.

A Tabela 7 apresenta a probabilidade da ocorrência de preços dentro de cada intervalo de preços (possíveis valores), com as respectivas probabilidades de ocorrência calculadas a partir da função de distribuição de probabilidades.

Tabela 7 - Intervalos de preços e probabilidades para o estágio 2 com base no histórico – Produto M+0

Possíveis preços para o produto M+0 no estágio 2 com base no histórico (R\$/MWh)										
Intervalos (R\$/MWh)	73,19	84,6	96,02	107,4	118,8	130,3	141,7	153,1	164,5	175,9
Probab. (%)	2,63	0,41	0,57	0,82	1,3	2,36	5,43	19,68	42,35	13,01
Intervalos (R\$/MWh)	187,3	198,7	210,1	221,5	233	244,4	255,8	267,2	278,6	290
Probab. (%)	4,16	1,96	1,14	0,74	0,52	0,38	0,29	0,23	0,19	1,82

Fonte: Elaboração própria.

Os preços indicados como “intervalos” na tabela 4 são os valores máximos de cada faixa. Assim, o primeiro valor abrange preços desde o mínimo observado até R\$ 73,19/MWh, o segundo valor representa os preços entre R\$ 73,20/MWh a R\$ 84,60/MWh e assim por diante. O último intervalo abrange todos os valores superiores a R\$ 278,60/MWh. Embora no histórico o valor máximo observado tenha sido de R\$ 290,01/MWh, a curva de distribuição de probabilidades aproximada poderá apresentar valores superiores, os quais terão suas probabilidades adicionadas a esta faixa. Contudo, conforme mencionado, para o problema de otimização, qualquer preço que

⁹ Para gerar os cenários utilizados no modelo de decisão deve-se combinar as realizações individuais dos produtos com suas respectivas realizações, assim, considerando 6 produtos e 20 realizações para cada um, tem-se uma árvore com 3,2 milhões de cenários.

¹⁰ Para este trabalho, são desconsiderados os cenários cuja probabilidade de ocorrência é inferior a $0,01^{(\text{número de produtos})}$. Ou seja, para 5 produtos, os cenários com probabilidade inferior a $1e-10$ não foram considerados. Esta exclusão de cenários permite que a otimização seja realizada em um tempo consideravelmente menor, sendo que os cenários restantes ainda representam praticamente 100% dos cenários totais.

esteja contido dentro de um intervalo será considerado como sendo o valor superior do intervalo. Teremos, portanto, vinte possíveis preços para o estágio 2 do produto M+0, com seus valores e probabilidades apresentados na Tabela 4.

Além dos dados históricos, como citado anteriormente, o modelo proposto permite considerar os resultados do Newave para projetar os preços futuros. Nestes casos, os intervalos de preços (possíveis valores para o estágio 2) permanecem os mesmos, porém as probabilidades são ajustadas, conforme explicado a seguir.

Para a simulação base, apenas as projeções de preço do mês atual (produto M+0) levam em conta os resultados do Newave. Isto porque, para o primeiro mês da simulação, as informações providas pelo Newave (2000 cenários de PLD) são bastante relevantes para a projeção dos preços. Assim, os cenários criados para o mês atual (M+0) são uma média ponderada entre os dados históricos e os resultados do Newave, cujo fator de ponderação pode ser definido pelo usuário.

Embora o perfil dos dados de saída do Newave seja muito difícil de ajustar por meio de uma função de distribuição de probabilidade, os testes realizados indicaram que a distribuição de “Weibull” é, em média, a que apresenta melhores resultados (maior verossimilhança) para os dados testados, conforme Tabela 8.

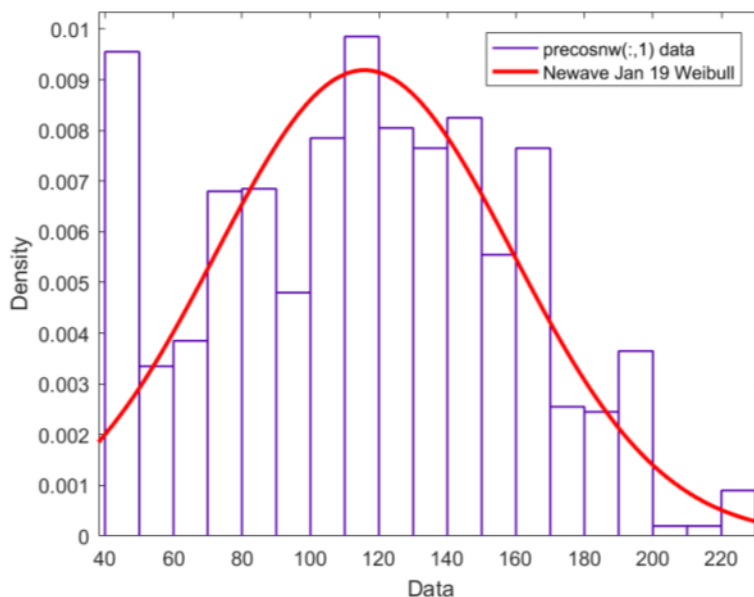
Tabela 8 - Log-verossimilhança para diferentes distribuições de probabilidade – projeções do Newave para M+0

Distribuição	Log-verossimilhança
Weibull	-10.851,4
Generalized extreme value	-10.857,2
Rician	-10.862,3
Normal	-10.871,0
Logistic	-10.917,4
Extreme value	-10.973,7
Log-logistic	-11.032,7
Lognormal	-11.066,4

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 13 apresenta o histograma das 2000 séries do Newave para o mês de janeiro de 2019, bem como a distribuição de probabilidades aproximada pela distribuição “Weibull”.

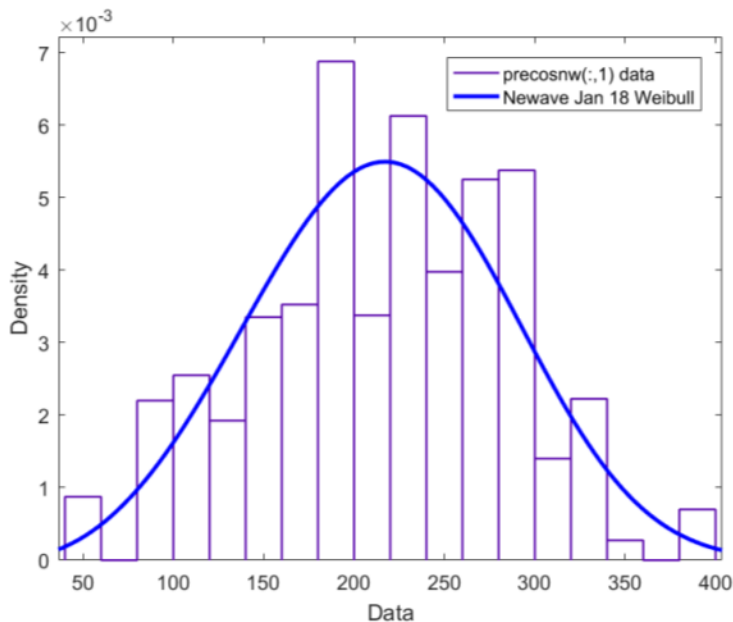
Figura 13 - Histograma e distribuição de probabilidades (Weibull) para as projeções do Newave – Produto M+0, Janeiro de 2019



Fonte: Elaboração própria.

Entre os cenários do Newave, os preços para o mês atual variam de R\$ 42,35/MWh (PLD piso de 2019) a R\$ 224,12/MWh. A ferramenta faz o ajuste dos dados conforme a distribuição Weibull, originando uma função contínua, conforme indicado na Figura 13. Nota-se que a curva ajustada é bastante diferente dos dados originais, especialmente na primeira faixa. Esta diferença entre os dados reais e ajustados não é necessariamente prejudicial aos resultados, visto que o que precisamos obter é um perfil de comportamento estatístico dos dados e não os dados exatos. Contudo, é necessário atentar para que não haja uma tendência de que a função escolhida sistematicamente prejudique ou privilegie qualquer faixa de valores. A título de ilustração, a Figura 14 apresenta a distribuição de probabilidades contínua para o mês de janeiro de 2018, onde nota-se que os dados da primeira faixa estão mais adaptados a função de distribuição contínua.

Figura 14 - Histograma e distribuição de probabilidades (Weibull) para as projeções do Newave – Produto M+0, Janeiro de 2018



Fonte: Elaboração própria.

Assim, para projetar os preços de M+0 para o segundo estágio, por meio dos cenários do Newave, a ferramenta divide as probabilidades observadas nos vinte intervalos que haviam sido definidos com base no histórico. Ressalta-se novamente que o último intervalo abrange todos os resultados com valor superior a R\$ 278,60/MWh, os quais serão considerados como sendo R\$ 290,01/MWh.

Tabela 9 - Intervalos de preços e probabilidades para o estágio 2 com base no Newave – Produto M+0

Possíveis preços para o produto M+0 no estágio 2 com base no Newave (R\$/MWh)										
Intervalos (R\$/MWh)	73,19	84,6	96,02	107,4	118,8	130,3	141,7	153,1	164,5	175,9
Probab. (%)	16,79	7,77	9,03	9,86	10,14	9,84	9,01	7,76	6,29	4,79
Intervalos (R\$/MWh)	187,3	198,7	210,1	221,5	233	244,4	255,8	267,2	278,6	290
Probab. (%)	3,41	2,27	1,41	0,81	0,43	0,21	0,1	0,04	0,02	0,01

Fonte: Elaboração própria.

Cabe destacar que, caso a simulação não seja realizada na primeira semana do mês, os resultados do Newave serão ponderados levando em consideração os valores já observados nas semanas anteriores. Ou seja, os resultados do Newave apresentam estimativas médias de PLD para o mês. Assim, para um mês de trinta dias em que dez já tenham seu PLD determinado, os valores do Newave são multiplicados por 66,66% e os valores já observados por 33,33%.

A efetiva projeção dos cenários de preços para a 2ª semana de janeiro de 2019 resulta então, da combinação dos dois conjuntos de dados obtidos: (i) os valores baseados nas variações históricas de preços; e (ii) os valores baseados nas projeções do Newave. No caso base, utiliza-se a ponderação de 50% para cada fator, obtendo-se os resultados indicados na Tabela 10.

Tabela 10 - Intervalos de preços e probabilidades ponderadas para o estágio 2 com base no histórico e Newave – Produto M+0

Intervalos (R\$/MWh)	73,19	84,6	96,02	107,4	118,8	130,3	141,7	153,1	164,5	175,9
Newave (%)	16,79	7,77	9,03	9,86	10,14	9,84	9,01	7,76	6,29	4,79
Mercado (%)	2,63	0,41	0,57	0,82	1,3	2,36	5,43	19,68	42,35	13,01
Ponderado (%)	9,71	4,09	4,8	5,34	5,72	6,1	7,22	13,72	24,32	8,9
Intervalos (R\$/MWh)	187,3	198,7	210,1	221,5	233	244,4	255,8	267,2	278,6	290
Newave (%)	3,41	2,27	1,41	0,81	0,43	0,21	0,1	0,04	0,02	0,01
Mercado (%)	4,16	1,96	1,14	0,74	0,52	0,38	0,29	0,23	0,19	1,82
Ponderado (%)	3,78	2,12	1,27	0,77	0,48	0,3	0,2	0,14	0,1	0,91

Fonte: Elaboração própria.

Uma vez que as projeções de preços do mês atual (M+0) estejam divididas em intervalos e com suas probabilidades de ocorrência determinadas, se faz necessário definir faixas de preços e probabilidades para os produtos subsequentes, para então combinar as realizações individuais de cada produto a fim de criar uma árvore de cenários.

4.1.2 Projeções de preço os demais produtos (M+1 a A+1)

Conforme descrito na seção 4.1.1, para projetar os cenários de preços para o Produto M+0 com base no histórico, utiliza-se somente o grupo de preços que compreende seu valor atual. Por sua vez, para a projeção dos preços dos produtos seguintes (M+1, M+2 e assim por diante) utilizam-se como referência as variações percentuais observadas para o produto anterior no mesmo período de tempo.

No caso específico do produto M+1, as variações percentuais de M+0 consideradas resumem-se àquelas observadas quando os preços do mês atual estavam dentro do intervalo do grupo 2, ou seja, no caso base, entre R\$ 141,23 e R\$ 261,99/MWh (Tabela 5). Para este intervalo, conforme descrito na seção 4.1.1, as variações semanais observadas no histórico ficam entre -60,38% e +85,96%. O sistema então percorre novamente a matriz de variações históricas semanais de M+0 e sempre que a variação percentual semanal se encontra dentro desses limites citados, registra-se a variação observada para o produto M+1 na mesma semana. A matriz resultante contém, portanto, pares de variações percentuais de M+0 e M+1 na mesma semana. No caso base, do conjunto de dados disponíveis, trezentos e doze variações semanais de M+0 ficam entre -60,38% e +85,96%. Estes pares são ordenados de forma crescente, conforme as variações de M+0, e divididos em quatro faixas com o mesmo número de ocorrências. A premissa é que quando M+0 varia fortemente para baixo, o comportamento das variações de M+1 é diferente de quando os preços de M+0 variam para cima, por exemplo. A Tabela 11 mostra os resultados para o caso base:

Tabela 11 - Variações percentuais de M+0 e M+1 para cada faixa

Faixa	Variações de M+0	Média das variações de M+0	Variações de M+1	Média das variações de M+1	Nº de ocorrências
1	-60,38% a -2,91%	-14,63%	-53,51% a +57,58%	-10,37%	78
2	-2,63% a +0,21%	-0,70%	-33,31% a +9,34%	-2,76%	78
3	+0,22% a +2,87%	1,30%	-7,49% a +29,91%	+4,53%	78
4	+2,97% a +85,96%	16,56%	-35,94% a +66,39%	+12,77%	78

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que, de fato, as variações percentuais para o produto M+1 são bastante diferentes dependendo da faixa de variações de M+0. Ainda que possam ser observadas grandes variações positivas no produto M+1 quando o preço de M+0 varia negativamente, ou grandes variações negativas em M+1 quando o preço de M+0 varia positivamente, a média das variações em cada faixa é crescente. Ou seja, a probabilidade de movimentação de preços na mesma direção é grande para estes produtos.

Visto que o produto M+0 possui 20 valores possíveis (realizações), conforme apresentado na seção anterior, esses devem ser divididos para resultarem nas quatro faixas. Os preços e probabilidades de M+0 para o caso base são apresentados na Tabela 12:

Tabela 12 - Divisão das possíveis realizações de M+0 em faixas e probabilidade de ocorrência de cada realização.

M+0	Preços (R\$/MWh)				
Faixa1	73,19	84,60	96,02	107,43	118,84
Faixa2	130,25	141,66	153,07	164,48	175,90
Faixa3	187,31	198,72	210,13	221,54	232,95
Faixa4	244,36	255,78	267,19	278,60	290,01

M+0	Probabilidades (%)				
Faixa1	9,71	4,09	4,80	5,34	5,72
Faixa2	6,10	7,22	13,72	24,32	8,90
Faixa3	3,78	2,12	1,27	0,77	0,48
Faixa4	0,30	0,20	0,14	0,10	0,91

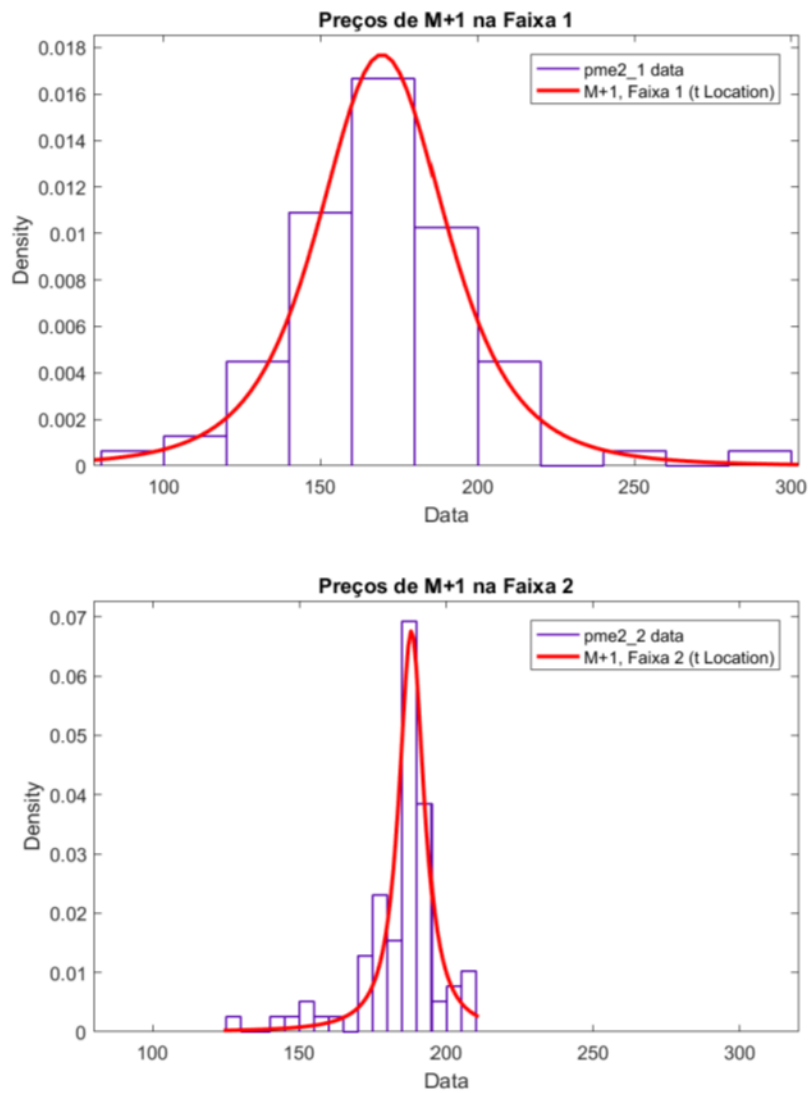
Fonte: Elaboração própria.

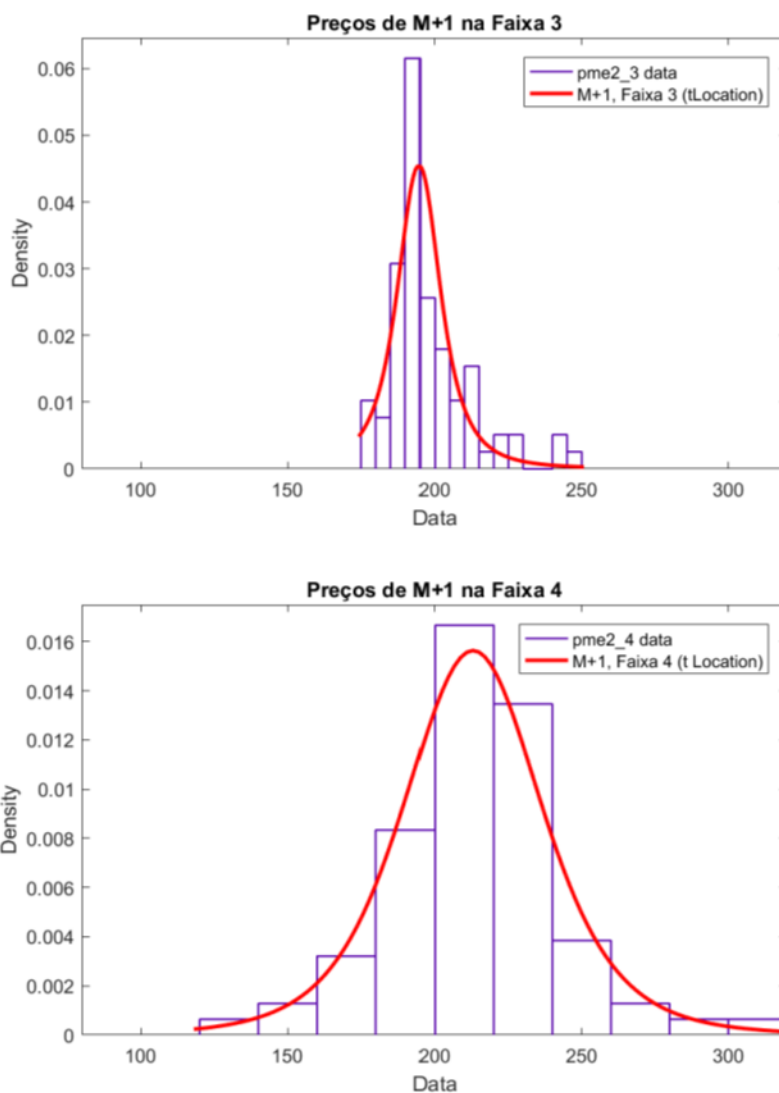
Ou seja, para valores de M+0 entre R\$ 73,19 e R\$ 118,84/MWh, as probabilidades para os produtos seguintes serão combinadas com a faixa 1, para valores de M+0 entre R\$ 130,25 e R\$ 175,90/MWh, as probabilidades para os produtos seguintes serão combinados com os preços da faixa 2, e assim por diante.

Após verificar e registrar a variação percentual para o produto M+1 o sistema soma tais variações ao valor atual do produto (R\$ 189,77/MWh). Em seguida, com base

nos histogramas de cada uma das faixas, define-se a função densidade de probabilidade para os possíveis valores de M+1 no estágio 2. A Figura 15 ilustra essa situação.

Figura 15 - Cenários de preço para o Produto M+1 em cada uma das faixas, conforme a faixa de variações do Produto M+0





Fonte: Elaboração própria.

Nesse caso, assim como para o produto M+0, é necessário dividir as funções de distribuição de probabilidades em um número discreto de valores. Diferentemente do produto M+0, que sempre considera 20 possíveis realizações para o segundo estágio, para os demais produtos, o número de faixas é calculado com base na diferença entre o maior e o menor valor encontrado. Para o caso base, o preço mínimo do produto M+1 no estágio 2, calculado com base nas variações históricas, é de R\$ 88,23/MWh, e o preço máximo, de R\$ 315,77/MWh. Esta banda de valores, cuja diferença entre o máximo e o mínimo é de R\$ 227,54/MWh é então dividida em intervalos iguais, respeitando a diferença máxima de R\$ 15/MWh entre os intervalos de preço (possíveis

realizações). Tal diferença máxima foi arbitrada para que o número de possíveis realizações não fosse muito grande, inviabilizando a solução do modelo em um tempo razoável, nem muito pequena, de forma a não diferenciar decisões distintas. O número de intervalos, contudo, é limitado entre 4 e 20 possíveis realizações.

Assim, para o caso do produto M+1, são necessários 16 intervalos para que a diferença entre as possíveis realizações não seja superior a R\$ 15/MWh. Neste caso, os valores que representam cada intervalo são apresentados na Tabela 13. As probabilidades de ocorrência de cada valor são extraídas com base nas funções de distribuição de probabilidades da Figura 15.

Tabela 13 - Possíveis realizações de M+1 probabilidade de ocorrência de cada realização em cada faixa

M+1	102,45	116,67	130,89	145,11	159,34	173,56	187,78	202,00
Faixa1	1,9047	1,7027	3,7557	8,4348	16,931	24,258	20,972	11,764
Faixa2	0,8343	0,2217	0,3518	0,6274	1,3638	4,4589	39,065	44,602
Faixa3	0,2748	0,1171	0,2069	0,4139	1,0012	3,3286	18,12	54,508
Faixa4	0,3155	0,2332	0,4558	0,9368	2,0084	4,3713	9,0846	16,175
M+1	216,22	230,44	244,66	258,88	273,10	287,32	301,55	315,77
Faixa1	5,3799	2,397	1,1236	0,5652	0,3047	0,1746	0,1054	0,2265
Faixa2	4,9351	1,4483	0,6547	0,3636	0,2278	0,1545	0,1108	0,5807
Faixa3	16,915	3,1587	0,9646	0,4023	0,2022	0,1149	0,0711	0,2005
Faixa4	21,556	19,713	12,728	6,5464	3,051	1,4044	0,6667	0,7539

Fonte: Elaboração própria.

Com base na Tabela 13, nota-se que para os cenários em que o preço de M+0 encontra-se na faixa 1 há 62,16% de chances do preço de M+1 estar entre R\$ 145,12 e R\$ 187,78/MWh. A probabilidade de preços mais altos aumenta em cada faixa, de forma que na faixa 4, há 82,6% de probabilidade de os preços de M+1 serem superiores a R\$ 187,78/MWh.

Temos, portanto, quatro possíveis faixas de preço definidas para o Produto M+1. Conforme descrito anteriormente, a definição da faixa a ser considerada depende dos valores de M+0.

A partir do produto M+1 o procedimento para determinação das realizações e faixas dos produtos é a mesma. Para o Produto M+2, por exemplo, foram registradas as variações semanais de preços para cada faixa, quando as variações percentuais para o produto M+1 estavam na mesma faixa, conforme a Tabela 14:

Tabela 14 - Variações percentuais de M+1 e M+2 para cada faixa

Faixa	Variações de M+1	Média das variações de M+1	Variações de M+2	Média das variações de M+2	Nº de ocorrências
1	-53,51% a +57,58%	-10,37%	-45,69% a +10,50%	-13,64%	91
2	-33,31% a +9,34%	-2,76%	-24,46% a +5,95%	-3,53%	91
3	-7,49% a +29,91%	+4,53%	-12,36% a +24,34%	+1,31%	91
4	-35,94% a +66,39%	+12,77%	-7,13% a +47,06%	+7,15%	91

Fonte: Elaboração própria.

Após a definição das faixas de variação, foram calculados os intervalos de preço para o produto, por meio da soma do valor atual do produto com suas possíveis variações em cada faixa. Em seguida, foram determinadas as funções de distribuição de probabilidade para cada faixa, conforme feito para o Produto M+1. O mesmo procedimento foi adotado para os produtos subsequentes.

Vale destacar que a escolha de inferir as possíveis variações dos produtos com base nas variações históricas dos produtos anteriores foi feita após se observar que há uma correlação significativa entre produtos com maturidade próxima, conforme explicado no início desta seção. Com base nos elevados índices de correlação entre produtos contíguos, foram criadas as faixas de variação de cada produto, relacionadas com a faixa de variação do produto anterior. Uma vez definidos os limites das faixas, sempre que um valor do histórico do produto atual estivesse dentro de tal faixa, foi registrado o percentual de variação do produto posterior.

Assim, para gerar os cenários analisados na tomada de decisão, as realizações de M+0 são combinadas com as realizações de M+1 para as mesmas faixas. Por exemplo, considerando somente dois produtos (M+0 e M+1), os possíveis valores de M+0 na faixa 1 são combinados um a um com os possíveis valores de M+1

da faixa 1, e assim por diante, até a faixa 4. Ao final desse processo tem-se $5 \times 16 \times 4 = 320$ cenários, com preços de M+0 e M+1 e probabilidades associadas, para o estágio 2.

Para o caso base, considerando todas as possíveis combinações, são gerados 499.200 cenários para produtos do ano atual, derivados da multiplicação das realizações possíveis definidas para cada produto, conforme a Tabela 15:

Tabela 15 - Número de possíveis realizações consideradas para cada produto do ano atual

Produto	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
Nº de realizações	20	16	13	12	10

Fonte: Elaboração própria.

O Apêndice A apresenta as faixas que foram criadas no caso base para cada produto a partir das variações percentuais históricas do produto anterior, bem como os intervalos de preços e respectivas probabilidades geradas para cada produto em cada faixa.

Assim, considerando todos os possíveis cenários, tem-se as seguintes variações de preços possíveis para cada produto no estágio seguinte.

Tabela 16 - Faixas de possíveis preços para cada produto no estágio 2

Produto	Faixa de variações	Preço Atual (R\$/MWh)	Limites de preço no estágio 2 (R\$/MWh)
M+0	-60,38% a +85,96%	155,95	61,78 a 290,00
M+1	-53,51% a +66,39%	189,77	88,22 a 315,76
M+2	-45,69% a +47,06%	200,18	108,72 a 294,38
M+3	-32,78% a +45,85%	211,16	141,94 a 307,98
A+0	-34,46% a +30,08%	211,16	138,39 a 274,68
A+1	-48,68% a +18,54%	173,55	89,07 a 205,73

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que há uma tendência de redução na variação percentual semanal de preços à medida que o produto tem seu início de suprimento mais distante. Isso indica que os preços de tais produtos, em geral, costumam apresentar menor volatilidade, as quais vão se acentuando à medida que o início do suprimento se

aproxima. Contudo, não se pode desprezar que historicamente já ocorreram variações semanais significativas para estes produtos. No Apêndice B são apresentados todos os cenários de preços gerados para cada produto no caso base.

4.2 Modelo de otimização para suporte à decisão

Os resultados da comercialização de energia em uma empresa são fortemente influenciados por fatores incertos, relacionados principalmente à operação do sistema, condições climáticas, macroeconômicas e políticas. Consequentemente, as previsões de determinados parâmetros, como por exemplo, as afluições e a carga, impactam nos preços da energia e, por consequência, nas receitas e despesas da empresa. No entanto, ainda que se possa dizer que há componentes importantes das receitas sobre os quais os gestores não têm controle, tal fato não impede, e até reforça, a necessidade de um planejamento adequado, considerando as principais causas de incertezas para definir níveis de risco e uma meta a ser perseguida.

Há diferentes formas de se definir as metas. Algumas empresas definem uma margem mínima sobre o valor da energia comprada, outras calculam o retorno necessário para remunerar os investimentos, enquanto outras traçam cenários futuros e definem suas metas com base nestas expectativas. Tais metas orientam os trabalhos do dia-a-dia, auxiliam no estabelecimento de prioridades, definem um foco claro para toda a equipe e, em muitos casos, são referência para o pagamento de bônus sobre os resultados.

Em uma comercializadora de energia que trabalha exclusivamente com *trading*, sem ativos de geração, fica claro que sua continuidade e sucesso dependem de resultados líquidos positivos ou, em outras palavras, fundamentalmente de vender energia a preços mais altos do que os preços de compra. Em uma geradora de energia, a obrigação não é diferente. Ainda que se negocie geração própria, há um retorno mínimo necessário para que o negócio seja lucrativo e exitoso. Para que tal finalidade seja atingida em um mercado com tantas incertezas, é necessário um controle eficaz dos riscos envolvidos.

Nesse sentido, o objetivo da metodologia proposta é auxiliar os gestores a definir a melhor estratégia de comercialização de energia, de forma a maximizar o resultado esperado da venda de um portfólio, sujeito às condições ou restrições que caracterizam o problema, assim como às incertezas no preço futuro. Embora o foco deste trabalho esteja na energia convencional, a mesma estratégia pode ser aplicada para energia incentivada, com as devidas adaptações nos dados de entrada, de forma a considerar também a variação do *spread* ao longo do tempo.

A proposta não é calcular o risco de determinado portfólio, mas pelo contrário, a partir da receita desejada, conforme definido no planejamento, e do nível de risco que a empresa está disposta a assumir, indicar os produtos com maior ou menor risco e sugerir uma estratégia de venda que permita atingir os objetivos. O risco, portanto, está internalizado no processo de definição da carteira de comercialização de energia, conforme proposto em (ARFUX, 2011).

A metodologia baseia-se na premissa de que, a cada semana, o gestor pode optar por negociar a energia disponível no portfólio, no todo ou em parte, ou mantê-la em carteira para negociação em um momento futuro. Assim, consideram-se como informações de entrada os preços atuais, assim como diferentes cenários de preços de cada produto para a semana seguinte. Esses cenários são estimados com base na volatilidade histórica semanal dos produtos e nos resultados dos modelos de planejamento energético, conforme descrito na seção anterior.

Desconsiderando restrições de limite de risco, percebe-se, portanto, que se o preço de determinado produto tiver uma queda significativa na semana seguinte em grande parte dos cenários de estudo, a tendência é que o resultado indique vendas no período atual. Vale destacar que, por se tratar de um problema de dois estágios, variações nos preços posteriores a semana seguinte não são consideradas. Ou seja, a metodologia proposta trabalha em um período de curto prazo, e a experiência dos técnicos e gestores (decisores) é fundamental para visualizar outros aspectos e considerar um cenário mais amplo, levando em conta variáveis não consideradas na análise e a possibilidade de alterações no cenário de médio e longo prazo.

Conforme mencionado, a ferramenta internaliza o risco no processo decisório. Para tanto, uma das definições iniciais é a receita mínima que o decisor espera obter de seu portfólio a um dado nível de risco. Em geral, pode-se dizer que tal receita mínima é definida no próprio planejamento da empresa para o período. Outra possibilidade seria definir a receita mínima partindo do valor atual do portfólio, que pode ser calculado com base nos contratos firmados e na Marcação a Mercado do montante descontratado. Ou seja, se é possível atingir determinado valor para o portfólio hoje, a única razão para não negociar energia no presente seria a perspectiva de obter valores maiores no futuro, dentro de um nível aceitável de risco.

Com base nessas premissas, o modelo de otimização procura responder qual o montante de energia deveria ser negociado no momento atual, considerando os cenários de preços e suas probabilidades futuras, de forma que o resultado represente a melhor receita esperada total para o portfólio atual, respeitando as restrições impostas. Contudo, é importante observar que nem toda a energia disponível para venda no portfólio pode, de fato ser negociada no momento. No período de um ano, por exemplo, o lastro disponível para venda muitas vezes não é constante em todos os meses. Assim, o produto anual seria limitado pelo menor lastro disponível no período. Por exemplo, se para o produto A+1 estiver sendo considerado o seguinte conjunto de lastros mensais:

Tabela 17 - Lastro mensal disponível para venda no ano A+1

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Lastro (MWm)	22,0	17,0	16,0	17,0	18,0	16,0	21,0	20,0	20,0	21,0	20,0	17,0

Fonte: Elaboração própria.

A metodologia considera como lastro para o produto A+1 o montante de 16 MW médios (valor de março e junho) para negociação antecipada no mercado. Os montantes de energia restantes de cada mês não são incluídos no processo de otimização, pois não tem liquidez ou essa é muita baixa para que sejam comercializados separadamente. Assim, eles são valorados considerando os preços atuais de mercado, representando que não há possibilidade de negociação antecipada,

e que permanecerão na carteira até o momento de sua negociação no curto prazo ou liquidação ao PLD.

Considerando todas as premissas citadas anteriormente o modelo de otimização baseia-se na proposta de cálculo do CVaR sem o conhecimento prévio do VaR, conforme proposto por Rockafellar & Uryasev (2004) e utilizado por Arfux (2011). A ênfase, portanto, é dada à redução do CVaR e não do VaR, embora portfólios com CVaR reduzido necessariamente tenham VaR também baixo. Para atingir tal objetivo o modelo calcula o VaR ao mesmo tempo em que otimiza o CVaR. Assim, o CVaR não é a saída do modelo de otimização, mas apenas uma das restrições a serem consideradas. Portanto, o problema de otimização proposto tem por objetivo maximizar a receita esperada obtida com o montante de energia ainda descontratado e para tanto, considera, por um lado, a receita que seria obtida caso a energia fosse negociada no momento atual e, por outro, os diversos cenários de preços e respectivas probabilidades para o segundo estágio, conforme indicado abaixo.

$$\max \sum_{i=1}^N q_{i,1} \cdot p_{i,1} \cdot H_i + \sum_{i=1}^N q_{i,2} \cdot H_i \cdot \sum_{s=1}^S b_s \cdot p_{i,s,2} \quad (1)$$

s.a.

$$\alpha + \frac{1}{(1-\beta)} * \sum_{s=1}^S b_s \cdot u_s \geq k \quad (2)$$

$$u_s \leq \sum_{i=1}^N q_{i,2} \cdot p_{i,s,2} - \alpha \quad s = 1, \dots, S \quad (3)$$

$$q_{i,1} + q_{i,2} = GF_i \quad i = 1, \dots, N \quad (4)$$

$$q_i \geq 0 \quad i = 1, \dots, N \quad (5)$$

$$u_s \leq 0 \quad s = 1, \dots, S \quad (6)$$

Onde:

$q_{i,1}$ montante de energia do produto i a ser negociado no estágio atual;

$q_{i,2}$ montante de energia do produto i a ser negociado no estágio seguinte;

$p_{i,1}$ preço atual do produto i ;

$p_{i,s,2}$ preços estimados do produto i para o estágio seguinte em cada cenário

s ;

H_i : número de horas do produto i ;

b_s : probabilidade de ocorrência do cenário s ;

u_s variável auxiliar para cálculo do CVaR, seu valor representa o quanto a receita do cenário s é inferior ao VaR;

α variável que fornece o VaR do portfólio;

β nível de confiança para cálculo do VaR e CVaR;

S número de cenários;

N número de produtos;

k limite de CVaR requerido pelo investidor;

GF_i Garantia Física do produto i .

A função objetivo é composta pela receita esperada considerando os preços atuais e os diversos cenários de preço gerados para o estágio 2, conforme descrito na seção 4.1. Estes preços são multiplicados pelas quantidades alocadas de cada produto (montante de energia a ser negociado) para que se possa verificar qual dos dois estágios apresenta maiores probabilidades de resultados favoráveis.

A primeira restrição modela a percepção de risco do decisor, representando um limite mínimo de receita aceitável. Por meio dela, define-se que o valor esperado das piores receitas (CVaR) do portfólio deve ser igual ou superior à meta de receita, k , para um nível de confiança β . Três valores são usualmente utilizados como nível de confiança: 0,90, 0,95 e 0,99 (Rockafellar & Uryasev, 2004). A segunda restrição

compara a receita esperada de cada cenário g_s com o VaR. Quando a receita for maior que o VaR, a restrição só será atendida com u_s igual a zero. Já quando a receita for inferior ao VaR a variável u_s assumirá o valor desta diferença, sendo considerada no cálculo do CVaR.

A terceira restrição indica que a soma do montante de energia de cada produto nos estágios 1 e 2 precisa ser igual à Garantia Física disponível do produto, ou seja, a energia disponível no portfólio deverá necessariamente ser negociada no estágio atual ou mantida em carteira para negociação futura.

A quarta restrição limita a participação dos ativos em valores positivos e a quinta define que a variável auxiliar precisa ter valor negativo ou zero.

Com base na função objetivo apresentada e nas restrições impostas, a metodologia proposta apresentará indicações de venda de energia, buscando maximizar a receita esperada e observando os limites de risco e demais condições estabelecidas.

5 RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Os estudos de caso apresentados neste capítulo baseiam-se em uma empresa fictícia, com perfil de geração e contratos de compra de energia, como recursos, e contratos de venda no ACR e no ACL, como requisitos. Os resultados avaliados restringem-se à análise de receitas, sendo que os custos relacionados à compra ou geração da energia disponível devem ser tratados separadamente.

Os resultados apresentados a seguir são divididos em duas etapas, sendo que, inicialmente, considera-se uma meta de receita para calcular o CVaR da carteira. Nesse caso as avaliações são feitas na primeira semana de 2019, com os dados e parâmetros válidos e disponíveis naquela data. Em seguida, são apresentados resultados em que o CVaR é determinado com base na MtM, com o objetivo de inferir a influência de alguns parâmetros da ferramenta sobre os resultados obtidos. Inicialmente varia-se o peso dado aos preços projetados pelo Newave na geração de cenários, em seguida avalia-se o risco x retorno da carteira e por fim apresentam-se os resultados para diferentes condições iniciais (semanas operativas). Para cada período simulado considera-se que estão disponíveis os dados históricos compreendidos entre o início da apuração (2012) até o final do ano anterior.

5.1 CVaR calculado com base em uma Meta de Receita

Para o caso base, foram considerados os dados indicados na Tabela 18, que ilustram a situação contratual da empresa no início do mês de janeiro de 2019.

Tabela 18 - Situação contratual da empresa em janeiro de 2019

Parâmetro	Valor
Recursos	370 MW médios
Contratos de Venda já firmados	250 MW médios
Preço Médio de Venda	R\$ 225,00/MWh
Resultado Comercial	R\$ 492,750 MM
Energia Descontratada 2019	120 MW médios

Fonte: Elaboração própria.

Considera-se que a empresa está iniciando o ano com cerca de um terço de seus recursos descontratados, estando sujeita a um alto nível de risco. O resultado comercial já assegurado deriva da venda de 250 MW médios para o ano a um preço médio de R\$ 225,00/MWh, resultando no total de R\$ 492,750 milhões.

No momento da avaliação (primeira semana de janeiro), os preços de mercado eram os seguintes:

Tabela 19 - Preços por Produto: Semana 1 de 2019

Mês	Horas	Preço (R\$/MWh)
M+0	744	155,95
M+1	673	189,77
M+2	744	200,18
M+3	720	211,16
A+0	5.879	211,16
A+1	8.784	173,55

Fonte: Elaboração própria.

A marcação a mercado da posição em aberto da empresa resulta da multiplicação da energia disponível em cada produto pelo seu respectivo valor de mercado. A empresa, contudo, pode definir uma meta de receita que não esteja atrelada aos preços atuais, mas à sua perspectiva de evolução ao longo do ano para cada produto. Neste caso, em função da alteração das condições de mercado, considera-se que a empresa espera vender os 120 MW médios ainda disponíveis a um preço médio de R\$ 210/MWh (estimativa com base na visão proprietária da empresa). A Figura 16 ilustra esta situação.

Figura 16 - Parcelas de energia contratada e descontratada para o ano de 2019, em janeiro de 2019



Fonte: Elaboração própria.

Diante do exposto, a Tabela 20 indica a meta de receita anual definida conforme os critérios indicados acima. Inicialmente, considera-se que a empresa aceita colocar em risco até 5% do valor estabelecido como meta anual, de forma a aumentar suas chances de obter melhores resultados no futuro.

Tabela 20 - Meta de receita e limite de risco aceito pelo investidor

Meta de Receita anual	R\$ 713,502 MM
Limite CVaR 95% (base Meta)	R\$ 677,827 MM

Fonte: Elaboração própria.

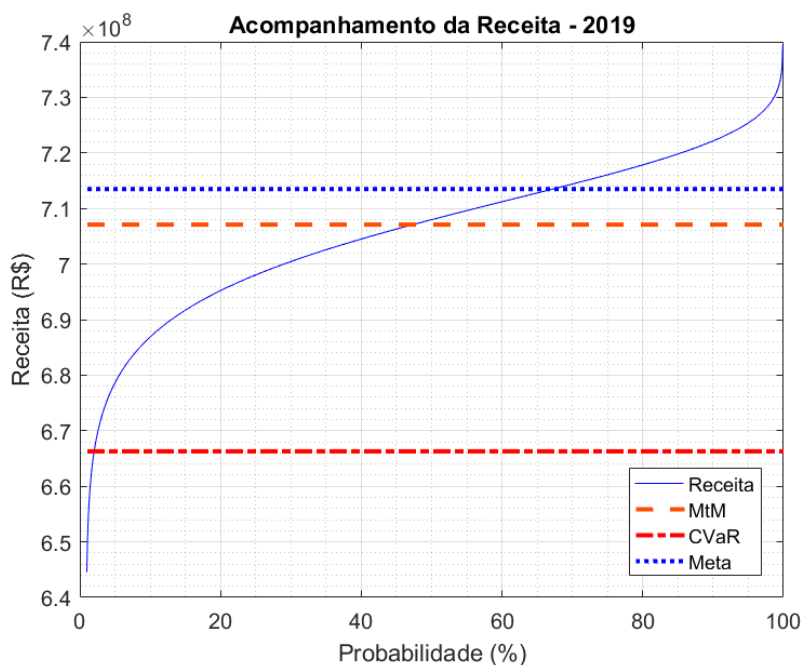
A receita bruta total, calculada por meio da marcação a mercado da posição em aberto da carteira de energia da empresa no início de 2019, com base nos preços indicados na Tabela 19, corresponde a R\$ 707,084 milhões. Ou seja, se a empresa optasse por negociar toda a energia disponível na semana atual, não seria possível atingir a meta proposta para o ano. No início de 2019, portanto, a receita estimada para o ano estava R\$ 6,418 milhões ou 0,9% abaixo da meta estabelecida. Considerando apenas a parcela descontratada, observa-se uma meta de R\$ 220,752 milhões, que naquele momento valia R\$ 214,334 milhões (2,9% abaixo).

Para a simulação do caso base, foi utilizado todo o histórico de preços disponível na Dcide desde o início da apuração, em 2012, até o final do ano anterior ao início da simulação (2018), bem como o *deck* do Newave de janeiro de 2019. Conforme já mencionado no capítulo 4, o caso base utiliza os valores oriundos do Newave apenas para o mês atual, na proporção de 50%.

Outra configuração importante a ser feita na ferramenta é o nível de confiança. Este parâmetro indica em qual percentual se admite perdas maiores que o VaR definido. No caso do CVaR, o nível de confiança representa o percentual dos piores casos que serão utilizados no seu cálculo. Assim, pode-se dizer que quanto mais próximo de 1 for o nível de confiança, mais avesso a risco é o gestor, pois restringe mais severamente a ocorrência de casos em que o resultado poderia ser inferior ao VaR definido. Esta decisão tem uma consequência em termos de retorno, já que o modelo tende a priorizar a segurança dos valores conhecidos hoje, frente à incerteza dos cenários futuros. No caso base, o nível de confiança foi definido como 0,95.

Uma vez definidos os parâmetros iniciais, o modelo buscará otimizar os resultados de venda da energia disponível, respeitadas as restrições impostas. A Figura 17 ilustra o resultado da aplicação da ferramenta, com as possíveis receitas anuais nos diversos cenários futuros, projetados conforme os critérios expostos anteriormente, em comparação com a Marcação a Mercado atual, a Meta de Receita para o ano e o CVaR definido.

Figura 17 - Meta de receita, Receita Bruta (MtM) e cenários de receita para o ano 2019, considerando CVaR de 95% da Meta de Receita



Fonte: Elaboração própria.

O gráfico da Figura 17 ilustra que há cenários de receita total partindo de cerca de R\$ 645 milhões/ano e outros que ultrapassam os R\$ 730 milhões/ano. Como a empresa tem 120 MW médios descontratados, esta diferença de R\$ 85 milhões/ano equivale a uma diferença de preços de aproximadamente R\$ 80/MWh. Nos percentis 10% e 90%, as receitas anuais seriam respectivamente de R\$ 683 milhões e R\$ 724 milhões, o que equivaleria a uma diferença máxima de aproximadamente R\$ 41/MWh em 80% dos casos. Em outras palavras, considerando que o preço médio de mercado para o ano de 2019 naquele momento era de R\$ 203,86/MWh, pode-se dizer que, com 80% de chances, este preço médio ficaria entre R\$ 183,36/MWh e R\$ 224,36/MWh na semana seguinte. Nota-se que o risco associado a tal quantidade de energia descontratada é, portanto, bastante significativo. Contudo, ainda que o cenário do segundo estágio tenha uma grande incerteza, o resultado obtido é importante, pois indica uma faixa de valores prováveis para os preços na próxima semana, permitindo um melhor dimensionamento dos riscos associados.

A ferramenta avalia quais produtos trazem mais risco para a carteira e, com base nesta análise, recomenda quais deles deveriam receber maior atenção para eventual venda no estágio atual. O resultado para o caso base está apresentado na Tabela 19:

Tabela 21 - Sugestão de negociação de energia conforme o modelo de otimização – CVaR com base na Meta

Produto	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
1º estágio	120,00	120,00	120,00	120,00	81,19
2º estágio	0,00	0,00	0,00	0,00	38,81

Fonte: Elaboração própria.

A solução do modelo de otimização indica, portanto, a venda de toda a energia disponível de janeiro a abril e a negociação de dois terços da energia disponível para o período maio a dezembro. Esta recomendação baseia-se, não apenas na projeção de preços para o estágio seguinte em comparação aos preços atuais de cada produto, mas também nas restrições consideradas pelo modelo, em especial o risco máximo que pode ser assumido. Tendo em vista que o produto A+0 engloba um

período de 8 meses, o montante de energia associado a este produto é muito maior do que os demais. Por outro lado, os dados históricos indicam que as variações semanais de preços para este produto tendem a ser pequenas, o que permite ao gestor manter boa parte dele descontratado, visando obter maiores ganhos no futuro.

Visto que o problema é modelado por meio de funções lineares, o resultado da otimização pode indicar a venda ou manutenção de um produto na carteira com base em diferenças muito pequenas entre os preços (receitas) observadas no estágio atual e projetadas para o estágio seguinte. Assim, é fundamental avaliar outras informações da simulação que auxiliarão na tomada de decisão, como por exemplo, os percentis dos preços para o segundo estágio. A Tabela 22 apresenta os percentis para todos os produtos do ano atual. Para os meses M+0 a M+3, além dos percentis associados às simulações com base no histórico, são apresentados os percentis resultantes da simulação usando o Newave, ainda que, no caso dos meses M+1 a M+3, tais valores não tenham sido utilizados na geração de cenários nesta primeira simulação.

Tabela 22 - Percentis dos preços para cada produto, destacando as projeções baseadas no histórico e nas saídas do Newave

Percentil	M+0 hist	M+0 Nw	M+1 hist	M+1 Nw	M+2 hist	M+2 Nw	M+3 hist	M+3 Nw	A+0 hist
1%	42,35	42,35	99,27	42,35	134,36	42,35	160,67	42,35	171,19
5%	112,19	47,15	141,27	42,35	154,99	42,35	176,00	42,35	186,32
10%	135,36	60,39	155,49	42,35	165,80	42,35	183,79	42,35	193,32
15%	143,27	70,03	164,30	49,00	173,86	42,35	189,57	42,35	198,12
20%	147,43	78,02	171,05	57,41	181,00	49,42	194,83	43,20	201,88
30%	152,02	91,51	180,00	72,53	191,62	64,47	203,81	57,99	206,13
40%	154,86	103,39	184,36	86,72	195,43	79,00	207,25	72,63	207,85
50%	157,16	114,68	186,98	100,94	197,18	93,88	208,63	87,92	208,90
60%	159,45	126,07	189,14	115,96	198,49	109,92	209,61	104,70	209,80
70%	162,27	138,29	191,58	132,80	199,96	128,24	210,67	124,20	210,85
80%	166,81	152,58	195,29	153,36	202,36	151,05	212,38	148,89	212,51
90%	178,54	172,21	203,43	183,11	207,80	184,79	216,70	186,12	216,15
95%	200,39	188,13	215,20	208,44	214,35	214,12	221,98	219,11	220,99
100%	513,89	250,30	315,77	316,69	294,39	344,50	307,98	371,01	274,67

Fonte: Elaboração própria

Outra tabela, também disponibilizada pelo sistema, apresenta um resumo dos percentis de equilíbrio para cada produto. Estes são os percentis a partir dos quais o valor esperado no segundo estágio passa a ser superior ao valor atual de cada produto.

Tabela 23 - Preços atuais, valor esperado e percentil de equilíbrio para cada produto, conforme a fonte dos dados (histórico ou Newwave)

Produtos	M+0 hist	M+0 Nw	M+1 hist	M+1 Nw	M+2 hist	M+2 Nw	M+3 hist	M+3 Nw	A+0 hist
Preços atuais (Estágio 1)	155,95	155,95	189,77	189,77	200,18	200,18	211,16	211,16	211,16
Valor esperado (Estágio 2)	157,16	114,68	186,98	100,94	197,18	93,88	208,63	87,92	208,90
Percentil de Equilíbrio	44%	82%	62%	91%	71%	92%	73%	94%	72%

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que as simulações baseadas no Newwave indicam forte tendência de queda de preços para o estágio seguinte para todos os produtos. De acordo com estes resultados, haveria apenas 18% de chance dos preços de janeiro subirem na semana seguinte, e chances ainda menores de aumentos para os meses de fevereiro, março e abril, sendo respectivamente de 9%, 8% e 6%. Embora os resultados do Newwave não tenham sido considerados diretamente para a definição dos cenários dos produtos M+1 a M+3 (fevereiro a abril), é importante destacar que por ter sido considerado para definição dos preços do mês atual, o Newwave acaba interferindo em todo o período, dada a premissa de correlação entre os produtos.

Avaliando separadamente os resultados baseados no histórico, ainda há tendência de queda para o próximo estágio na maior parte dos produtos, mas com probabilidades menores. O valor esperado para o preço de janeiro (M+0) no segundo estágio seria de R\$ 157,16/MWh, sendo que há 56% de chances de o preço no segundo estágio ser superior ao valor atual. Para fevereiro (M+1), o valor esperado seria de R\$ 186,98/MWh, para março (M+2), R\$ 197,18/MWh e para abril (M+3), R\$ 208,63/MWh, sendo nos três casos menores que os valores atuais. A probabilidade de os valores do segundo estágio serem superiores aos valores atuais seria de 38% para

fevereiro, 29% para março e 27% para abril. Por sua vez, o produto A+0, que contempla o período de maio a dezembro, o valor esperado do segundo estágio seria R\$ 2,26/MWh (1,07%) inferior ao valor atual, mas com chance de 28% de ser superior ao valor do estágio 1.

Como a otimização leva em conta para o primeiro mês tanto os resultados baseados no histórico, como os baseados no Newave, todos os produtos avaliados apresentam maior probabilidade de queda para o segundo estágio. Ainda assim, buscando manter as chances de atingir a meta de receita anual, mesmo obedecendo às restrições impostas, a ferramenta indica que parte do produto A+0 deve permanecer descontratada. Tais resultados devem ser avaliados pelo gestor de risco e pelos tomadores de decisão, juntamente com outras informações disponíveis sobre as condições do mercado, da economia e do clima, para que a melhor decisão possa ser tomada.

A Tabela 24 permite a comparação da receita calculada com base na marcação a mercado (Receita atual) com a receita média dos valores esperados para o segundo estágio, desconsiderando as sugestões de venda do modelo. Nota-se que o produto M+0 apresenta risco superior ao A+0, mesmo com quantidade de energia muito menor, devido à variabilidade dos preços.

Tabela 24 - Comparação entre a receita calculada com base no preço atual de cada produto e no valor esperado para o segundo estágio

Produto	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
Preço atual (R\$/MWh)	155,95	189,77	200,18	211,16	211,16
Preço esperado (R\$/MWh)	135,92	186,98	197,18	208,63	208,90
Receita atual (R\$ MM)	13,92	15,33	17,87	18,24	148,97
Receita esperada (R\$ MM)	12,13	15,10	17,60	18,03	147,37
Diferença Receita (R\$ MM)	-1,79	-0,23	-0,27	-0,22	-1,60
Diferença Receita (%)	-12,84%	-1,47%	-1,50%	-1,20%	-1,07%

Fonte: Elaboração própria.

Ao final da otimização, o modelo indica que, caso as vendas sejam realizadas, conforme a indicação da Tabela 21, os resultados esperados seriam 0,42%

superiores à Receita Bruta atual, considerando a marcação a mercado da posição em aberto, o que representaria um ganho de cerca de R\$ 900 mil, considerando a média dos resultados no segundo estágio para o montante do produto A+0 que permaneceria descontratado.

Tabela 25- Comparação entre o valor atual da receita da parcela descontratada e o valor esperado resultante da otimização, considerando CVaR baseado na Meta

Resultado	Gerenciável (R\$)	Ganho
Atual	214.334.492,40	-
Otimizado	215.230.453,21	0,42%

Fonte: Elaboração própria.

5.1.1 Ano A+1

Como as empresas costumam definir metas anuais, optou-se neste trabalho por otimizar separadamente os resultados de cada ano. Ou seja, riscos e retornos são comparados ano a ano e não plurianualmente, de forma que o fechamento de uma operação em um ano futuro não impacta os riscos do ano atual.

Para otimizar a alocação de venda do produto do ano seguinte, portanto, é necessário definir novamente a energia disponível, contratos firmados, preços e metas de receita. Tais parâmetros são apresentados na Tabela 26.

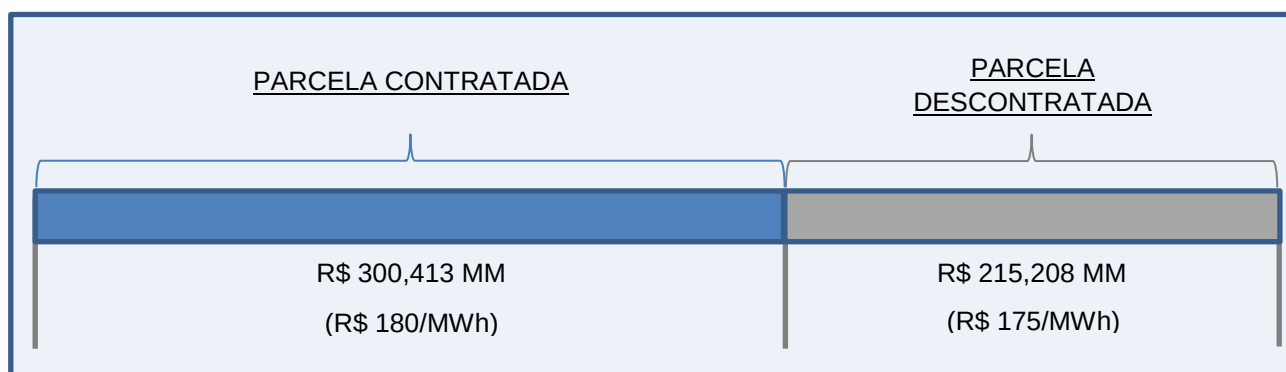
Tabela 26 - Situação contratual da empresa em janeiro de 2020

Parâmetro	Valor
Recursos	330 MW médios
Contratos de Venda já firmados	190 MW médios
Preço Médio de Venda	R\$ 200,00/MWh
Resultado Comercial	R\$ 300,413 MM
Energia Descontratada 2020 (A+1)	140 MW médios
Meta para a Energia Descontratada	R\$ 215,208 MM
Meta Total de Receita	R\$ 515,621 MM
Limite CVaR 95%	R\$ 489,840 MM

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com os dados apresentados, a meta de receita para o ano seguinte (2020) é de R\$ 515,621 milhões, sendo que R\$ 300,413 milhões correspondem a contratos já firmados, sendo necessário, portanto, garantir uma receita extra de R\$ 215,208 milhões para os 140 MW médios ainda descontratados. Tal valor corresponde a vender o montante descontratado ao preço médio de R\$ 175,00/MWh, conforme Figura 18.

Figura 18 - Parcelas de energia contratada e descontratada para o ano de 2020, em janeiro de 2019



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a meta de Receita para o ano 2020 é significativamente inferior à meta estabelecida para 2019, o que resulta das condições de mercado nas datas em que os contratos foram firmados, bem como das perspectivas futuras no momento de definição das metas.

Conforme apresentado na Tabela 19, o preço de mercado para a energia com entrega no ano seguinte (2020) era de R\$ 173,55/MWh na primeira semana de 2019, o que resultava em uma expectativa de receita total de R\$ 513,838 milhões, valor 0,35% inferior à meta, ou 0,83% inferior considerando apenas a parcela descontratada.

Neste caso, o modelo de otimização indica a venda de todo o montante de energia para o ano seguinte no momento atual. Tal resultado deriva da expectativa de valores inferiores aos atuais para o produto na semana seguinte, conforme demonstrado na Tabela 27, e também do nível de risco aceito pelo investidor.

Tabela 27 - Preço atual, valor esperado e percentil de equilíbrio para o produto A+1

Preço no estágio atual	Valor esperado para o estágio 2	Percentil de equilíbrio
R\$ 173,55/MWh	R\$ 173,34/MWh	53%

Fonte: Elaboração própria.

O detalhamento dos percentis de preços para o segundo estágio apresentado na Tabela 28, deixa evidente que há perspectivas de ganhos em diversos cenários. Além disso, cabe reforçar que o modelo de otimização considera apenas o cenário esperado no estágio seguinte e, tendo em vista que a avaliação ocorre na primeira semana do ano A, seria precipitado negociar toda a energia disponível para o ano A+1 com base em diferenças tão pequenas.

Tabela 28- Percentis dos preços para o produto A+1

.Percentil	Preço A+1 (R\$/MWh)
1%	160,79
5%	168,10
10%	169,69
15%	170,51
20%	171,08
30%	171,95
40%	172,68
50%	173,34
60%	173,99
70%	174,69
80%	175,53
90%	176,83
95%	178,17
100%	205,73

Fonte: Elaboração própria.

Os percentis indicam que há pouco menos de 50% de chances de o preço no estágio seguinte ser superior ao valor atual (R\$ 173,55/MWh) e por este motivo o modelo indica a venda de toda a energia no estágio atual. Contudo, caso os limites de

risco fossem relaxados, é provável que os resultados seriam diferentes, permitindo a manutenção de parte da energia descontratada visando a obtenção de melhores resultados no futuro.

A Tabela 29 apresenta a comparação da receita calculada com base na marcação a mercado (Receita Atual) com a receita obtida com base no valor esperado resultante do modelo de otimização e reforça a conclusão de que a sugestão de venda do modelo de otimização baseou-se em diferenças muito pequenas. Nesse sentido, é prudente manter a energia descontratada no portfólio ou realizar a negociação de pequenos montantes, acompanhando o mercado nos estágios seguintes.

Tabela 29 - Comparação entre a receita calculada com base no preço atual do produto A+1 no valor esperado para o segundo estágio

Produto	A+1
Preço atual (R\$/MWh)	173,55
Preço esperado (R\$/MWh)	173,34
Receita atual (R\$ MM)	213,42
Receita esperada (R\$ MM)	213,17
Diferença Receita (R\$ MM)	-0,26
Diferença Receita (%)	-0,12%

Fonte: Elaboração própria.

Neste ponto, vale destacar que na simulação inicial o modelo de otimização considera como restrição o CVaR calculado como um percentual da Meta de Receita para cada um dos anos. Embora seja importante comparar o cenário atual e as perspectivas futuras com as metas de receita da empresa, há dois problemas principais neste tipo de análise. Primeiramente, considerando a volatilidade dos preços no decorrer do ano, é possível que uma meta estabelecida há poucos meses tenha se tornado infactível ou mesmo muito fácil de atingir. Em segundo lugar, a comparação de uma meta anual com variações de preço semanais tende a tornar difícil uma mudança de resultado. Ou seja, se os preços atuais não permitem alcançar a meta, é pouco provável que o valor esperado dos preços da semana seguinte permitirá, pois o decisor teria que aumentar muito seu apetite a risco para ter uma receita esperada maior, especialmente para os produtos com início de suprimento mais distante. Assim, não

seria produtivo otimizar a receita do portfólio com base em uma meta estática, definida meses atrás. Contudo, outras referências podem ser usadas para sobrepujar essas dificuldades, por exemplo definindo o CVaR com base em uma meta dinâmica ou na média dos valores esperados para o estágio seguinte, conforme será abordado a seguir.

5.2 CVaR calculado com base na receita bruta estimada

Conforme explanado, a utilização de uma meta de receita definida com grande antecedência não é a melhor base para cálculo do CVaR e, por consequência, para orientar a tomada de decisão quanto à venda de energia. Por este motivo, nesta seção, avalia-se a mudança nos resultados da otimização quando o CVaR é definido com base na receita bruta calculada considerando a marcação a mercado da posição em aberto. Para ilustrar a ideia, pode-se supor uma meta de receita de R\$ 200 milhões quando a marcação a mercado atual do portfólio indica uma receita bruta de R\$ 120 milhões. Em uma situação como essa, a meta de receita não é uma boa referência para a comparação do cenário atual com o futuro, pois não haveria possibilidade de atingir a meta no estágio seguinte.

Assim, quando o objetivo é avaliar e indicar o melhor momento para a venda de energia, a comparação da receita bruta calculada com base na marcação a mercado, com os diversos cenários de receita futura, traz melhores informações e a otimização pode então ser feita buscando responder se vale a pena arriscar parte dos R\$ 120 milhões disponíveis hoje para buscar um resultado melhor no estágio seguinte. Destaca-se que as duas abordagens podem ser utilizadas concomitantemente, avaliando tanto o risco de não atendimento à meta definida, como o risco de que a receita futura seja inferior à indicada pela marcação a mercado.

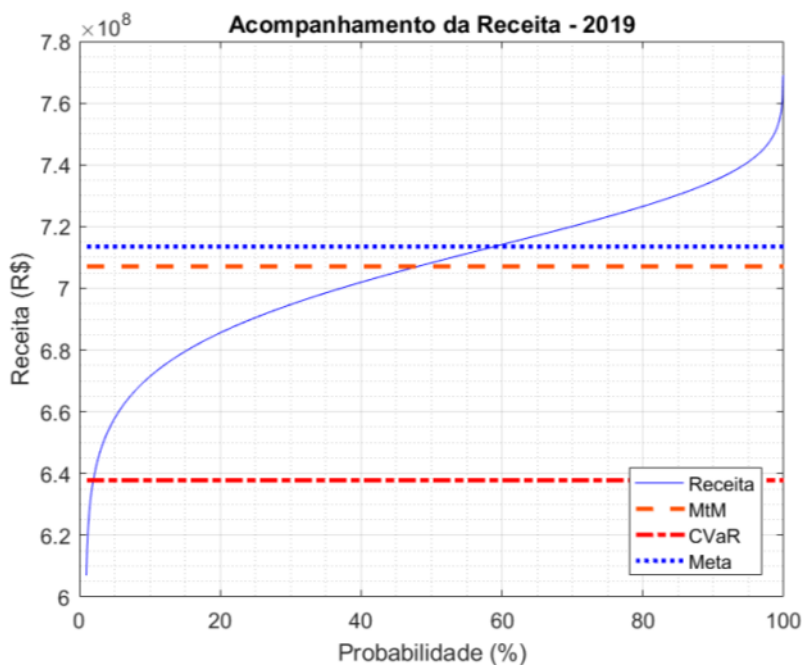
Neste caso, considera-se para cálculo do CVaR, que o investidor está disposto a colocar até 25% da parcela descontratada da receita bruta atual em risco, buscando melhores cenários de preços no futuro.

Tabela 30 - Receita Bruta, posição em aberto e limite de risco aceito pelo investidor

Receita Bruta considerando MtM	R\$ 707,084 MM
Posição em aberto (MtM)	R\$ 214,334 MM
Limite CVaR 75% (base MtM)	R\$ 653,501 MM

Fonte: Elaboração própria.

Mantidos os demais parâmetros do caso base, o modelo de otimização indica se é recomendável negociar a energia disponível para cada produto no estágio atual ou mantê-la descontratada, considerando as restrições impostas. Neste caso, o modelo tem liberdade para aceitar que nos 5% piores casos a Receita Bruta anual seja até 25% inferior à marcação a mercado atual. A Figura 19 ilustra as possíveis receitas anuais nos diversos cenários futuros, nesta situação, em comparação com a Marcação a Mercado atual, a Meta de Receita para o ano e o CVaR definido.

Figura 19 - Meta de receita, Receita Bruta (MtM) e cenários de receita para o ano 2019, considerando CVaR de 75% da Receita Bruta

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que os cenários de receita futura não diferem significativamente daqueles apresentados no caso base. Isto se deve, em grande parte, à pequena parcela que o modelo sugere deixar descontratada para o estágio seguinte:

Tabela 31- Sugestão de negociação de energia conforme o modelo de otimização – CVaR com base na MtM

Produto	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
1º estágio	120,00	120,00	120,00	120,00	48,93
2º estágio	0,00	0,00	0,00	0,00	71,07

Fonte: Elaboração própria.

Novamente o modelo sugere a negociação de todo o montante disponível para o mês atual e os três meses seguintes no estágio 1. Conforme discutido na seção anterior, esta decisão decorre principalmente dos baixos preços apresentados pelo Newave para o M+0, que acabam por influenciar os valores dos meses seguintes. Apenas para o produto A+0 o modelo indica manter a energia descontratada, em um percentual equivalente a 59% do montante disponível.

Ao final da otimização, o modelo indica que, caso as vendas sejam realizadas, conforme a indicação da Tabela 31, os resultados esperados seriam 0,77% superiores à Receita Bruta atual, considerando a marcação a mercado da posição em aberto, o que representaria um ganho de cerca de R\$ 1,6 milhões, considerando a média dos resultados no segundo estágio para o montante do produto 2 que permaneceria descontratado. Este resultado, embora superior ao do caso base, indica um ganho ainda pequeno em relação ao cenário atual.

Tabela 32- Comparação entre o valor atual da receita da parcela descontratada e o valor esperado resultante da otimização, considerando CVaR baseado na MtM

Resultado	Gerenciável (R\$)	Ganho
Atual	214.334.492,40	-
Otimizado	215.975.393,86	0,77%

Fonte: Elaboração própria.

Assim, visto que os preços baixos do segundo estágio são influenciados principalmente pelas projeções do Newave, busca-se na próxima seção avaliar a influência do peso dado às suas projeções na geração dos cenários em análise. Adicionalmente, analisam-se nas seções posteriores diferentes valores percentuais da receita bruta para determinar o CVaR, assim como diferentes condições iniciais na aplicação da ferramenta proposta.

5.2.1 Variação do peso do Newave nas simulações

Diante dos resultados apresentados no item anterior, em que os preços projetados pelo Newave para o segundo estágio levam o modelo a concentrar as vendas no momento atual, essa seção avalia os resultados frente a variações nos pesos atribuídos ao Newave para a composição de preços do estágio seguinte.

Inicialmente, varia-se o percentual de aplicação dos valores do Newave em relação aos preços históricos apenas para o Produto M+0, mantendo as projeções dos demais produtos baseadas nos dados históricos. A Tabela 33 apresenta o valor esperado dos preços para o estágio 2, conforme o peso atribuído ao Newave na ponderação dos preços.

Tabela 33 - Valor esperado de cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (Produto M+0) na geração dos cenários

Valor Esperado por Produto no Estágio 2 (R\$/MWh)					
% Newave (M+0 M+1 M+2 M+3)	Produto				
	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
Preço atual (R\$/MWh)	155,95	189,77	200,18	211,16	211,16
(0% 0% 0% 0%)	157,16	188,48	198,36	209,59	209,50
(25% 0% 0% 0%)	146,54	187,85	197,86	209,19	209,24
(50% 0% 0% 0%)	135,92	186,98	197,18	208,63	208,90
(75% 0% 0% 0%)	125,30	185,78	196,08	207,65	208,42
(100% 0% 0% 0%)	114,68	183,86	193,59	205,04	207,63

Fonte: Elaboração própria.

Conforme apresentando anteriormente, o *deck* Newave de janeiro de 2019 apresentava valores projetados bastante baixos para o próprio mês e para os meses seguintes. Como consequência, nota-se que apenas quando os resultados do Newave são completamente desconsiderados na geração dos cenários futuros o valor esperado do produto M+0 no estágio 2 fica superior ao seu valor atual. Ou seja, ainda que os dados históricos apresentassem, em janeiro de 2019, uma tendência maior de subida nos preços, o Newave indicava o contrário.

Adicionalmente, a comparação dos preços dos demais produtos para diferentes ponderações permite visualizar a influência dos preços de M+0 sobre as projeções destes produtos. Nota-se que, a redução dos preços projetados para M+0 leva a uma redução também para o período M+1 a A+0.

Como consequência dos preços projetados para o segundo estágio, a Tabela 34 apresenta a recomendação de venda em cada um dos casos. Para todos os casos considera-se que a energia disponível para os produtos é de 120 MW médios.

Tabela 34 - Recomendação de venda para cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (Produto M+0) na geração dos cenários

Recomendação de venda no Estágio 2 (MWméd)					
% Newave (M+0 M+1 M+2 M+3)	Produto				
	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
(0% 0% 0% 0%)	120,00	120,00	120,00	0,00	14,41
(25% 0% 0% 0%)	0,00	0,00	0,00	0,00	73,36
(50% 0% 0% 0%)	0,00	0,00	0,00	0,00	71,07
(75% 0% 0% 0%)	0,00	0,00	0,00	0,00	70,73
(100% 0% 0% 0%)	0,00	0,00	0,00	0,00	70,39

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que apenas no caso em que não são considerados os dados do Newave para projeção de preços o modelo indica a manutenção da maior parte da energia disponível para negociação futura. Este resultado é intuitivo para os produtos M+0 a M+3, pois apenas ao desconsiderar as informações do Newave o valor esperado para o segundo estágio supera o valor atual dos produtos, mas por outro lado, no caso

do produto A+0, ainda que a média dos preços no futuro seja inferior ao valor atual, o modelo recomenda manter uma parcela descontratada visando a otimização do portfólio.

Outra análise realizada procura observar a influência de utilizar os dados do Newave na projeção de preços dos demais produtos. Nota-se que para o caso em estudo (janeiro de 2019), a consideração de informações oriundas do Newave sempre implica em redução de preços projetados.

Tabela 35- Valor esperado de cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (Produtos M+0 a M+3) na geração dos cenários

Valor Esperado por Produto no Estágio 2 (R\$/MWh)					
% Newave (M+0 M+1 M+2 M+3)	Produto				
	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
Preço atual (R\$/MWh)	155,95	189,77	200,18	211,16	211,16
(0% 0% 0% 0%)	157,16	188,48	198,36	209,59	209,50
(50% 0% 0% 0%)	135,92	186,98	197,18	208,63	208,90
(50% 50% 0% 0%)	135,92	143,96	197,18	208,63	208,90
(50% 50% 50% 0%)	135,92	143,96	145,53	208,63	208,90
(50% 50% 50% 50%)	135,92	143,96	145,53	148,27	208,90

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 36 mostra que, novamente, apenas ao desconsiderar por completo os resultados do Newave o modelo passa a recomendar a manutenção de parte da energia descontratada. Adicionalmente, reduz ainda mais a alocação de energia para o produto A+0 no segundo estágio, pois com a redução dos valores dos preços nas projeções de M+0 a M+3 busca garantir um pouco mais da receita com produto anual no primeiro estágio.

Tabela 36 - Recomendação de venda para cada produto no estágio 2, conforme o percentual de participação do Newave (Produtos M+0 a M+3) na geração dos cenários

Recomendação de venda no Estágio 2 (MWméd)					
% Newave (M+0 M+1 M+2 M+3)	Produto				
	M+0	M+1	M+2	M+3	A+0
(0% 0% 0% 0%)	120,00	120,00	120,00	0,00	14,41
(50% 0% 0% 0%)	0,00	0,00	0,00	0,00	71,07
(50% 50% 0% 0%)	0,00	0,00	0,00	0,00	67,51
(50% 50% 50% 0%)	0,00	0,00	0,00	0,00	67,22
(50% 50% 50% 50%)	0,00	0,00	0,00	0,00	67,12

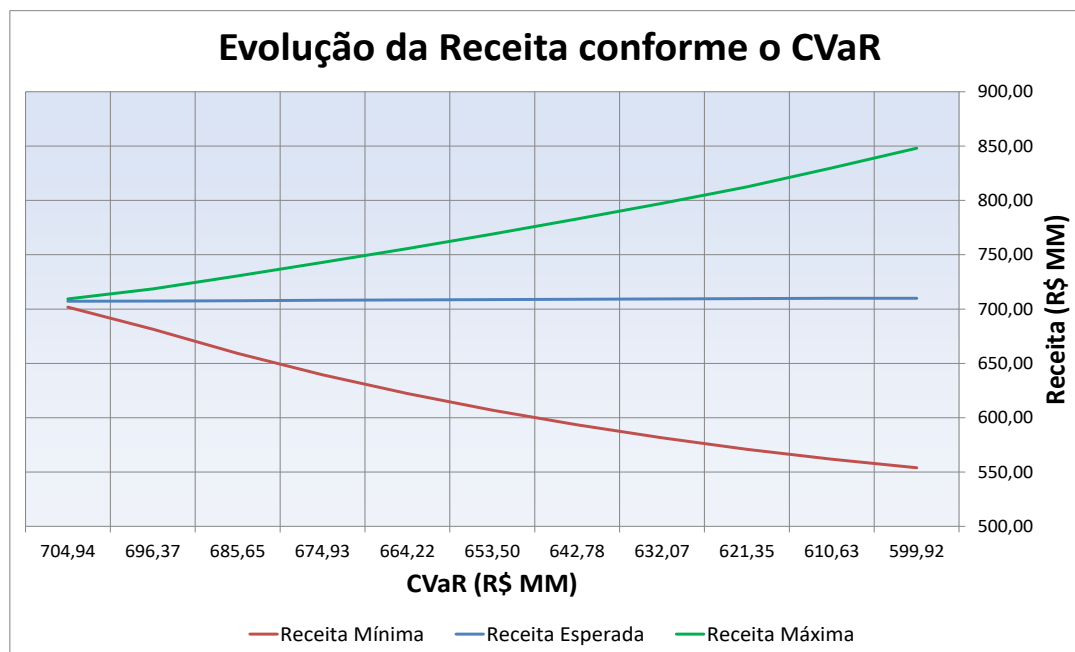
Fonte: Elaboração própria.

5.2.2 Variação do CVaR

Como o foco deste trabalho está na consideração de um nível de risco internalizado no modelo de otimização, para que a partir dele se sugira o momento adequado para negociação de energia, esta seção busca avaliar a influência da variação do CVaR mínimo aceito pelos investidores sobre os resultados. São mantidos os valores dos demais parâmetros em todos os casos simulados a seguir e a referência para cálculo do CVaR é a Receita Bruta calculada com base na marcação a mercado realizada no momento da simulação (janeiro de 2019).

Conforme apresentado na seção 5.2 a Receita Bruta para o ano estimada em janeiro com base na MtM é de R\$ 707,084 milhões, sendo a posição em aberto correspondente a R\$ 214,334 milhões. A Figura 20 apresenta a variação das receitas mínima, média e máxima para diferentes níveis de risco.

Figura 20 - Variação da Receita mínima, máxima e esperada para diferentes níveis de risco

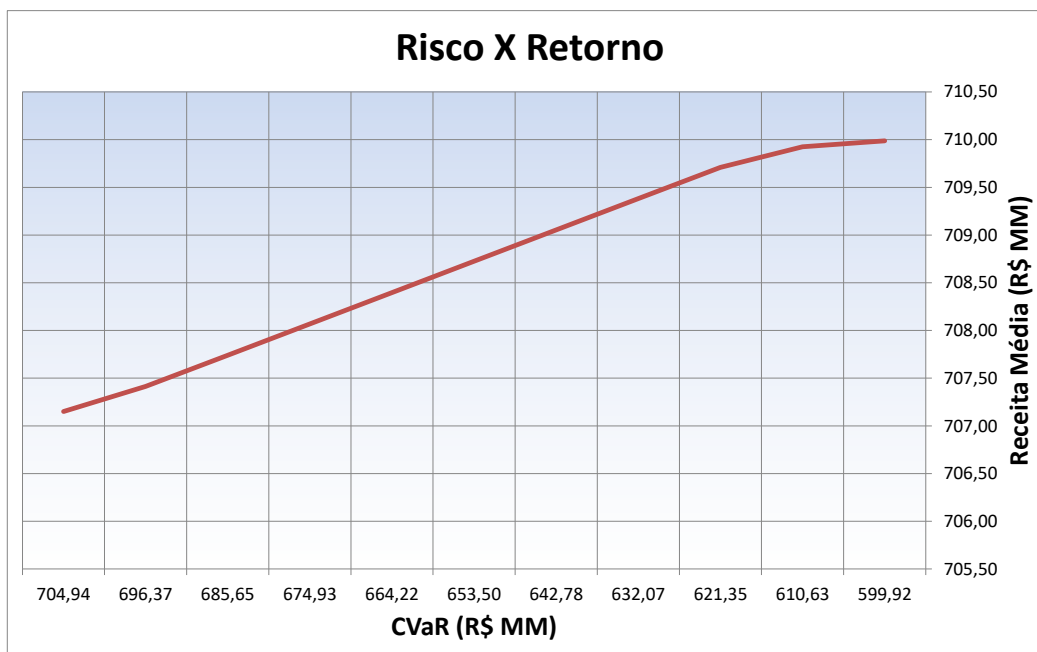


Fonte: Elaboração própria.

O gráfico inicia com um CVaR próximo ao valor atual da carteira, o que corresponderia a negociar toda a energia disponível no momento atual. À medida que o apetite a risco vai aumentando, as receitas mínima e máxima se distanciam da receita esperada, sendo que para um CVaR de R\$ 599,92 milhões, que corresponde a descontar da Receita Bruta atual metade do valor da posição em aberto (CVaR igual a 50% da MtM) a receita anual pode chegar a R\$ 850 milhões de reais.

A Figura 21 apresenta um gráfico de Risco X Retorno para a mesma faixa de análise (CVaR de 50% a 99% da MtM). Percebe-se que o valor esperado da receita total tende a crescer com o aumento dos níveis de risco aceitos. Estes resultados estão relacionados com o montante de energia que o modelo recomenda manter descontratados.

Figura 21 - Risco X Retorno: variação da Receita esperada para diferentes níveis de risco



Fonte: Elaboração própria.

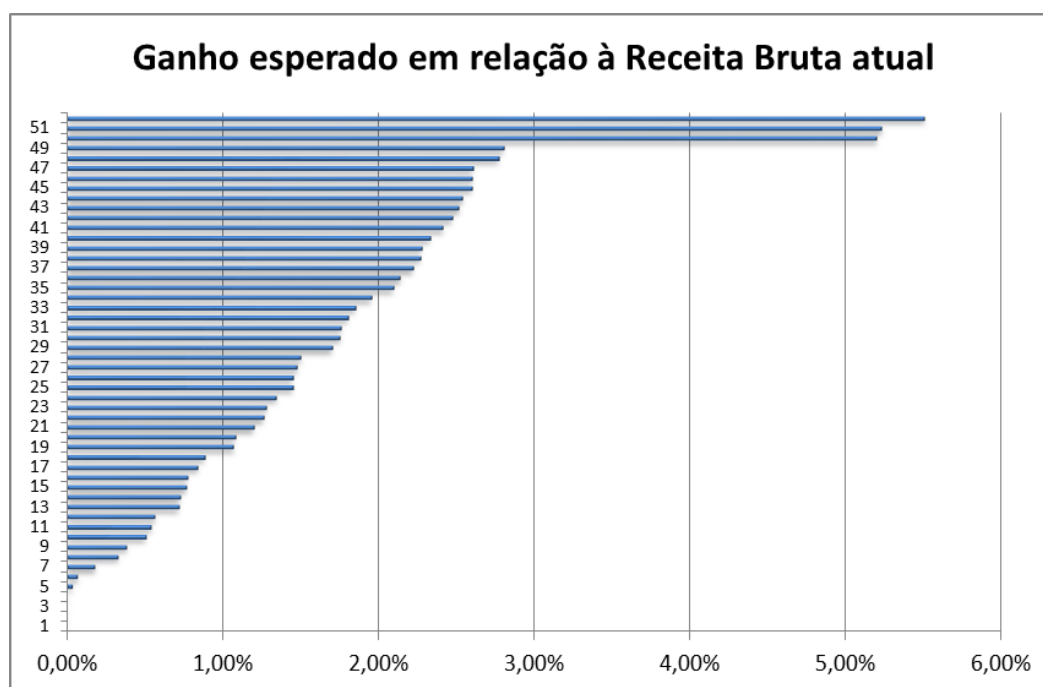
O gráfico evidencia que é necessário arriscar muito para um pequeno aumento na Receita Média. Além disso, observa-se que a inclinação da curva diminui à medida que o risco aumenta, de forma que passa a ser menos proveitoso assumi-lo. É importante destacar que os resultados dizem respeito à projeção de Receita anual. Desta forma, há uma grande volatilidade nos preços para o período, fazendo com que os melhores e piores cenários estejam bastante afastados, conforme indica a Figura 20. Destaca-se também que a métrica de risco adotada é o CVaR 95%, o que indica que apenas na média dos 5% piores casos os resultados poderiam chegar aos valores de CVaR indicados no gráfico. Contudo, mesmo diante destas ressalvas, não se pode ignorar que o mercado de energia elétrica brasileiro é extremamente volátil e arriscado, sendo fundamental garantir receitas por meio de contratos firmados com antecedência para boa parte da energia do portfólio.

5.2.3 Resultados para outras datas base

Visando avaliar o comportamento do modelo sob diferentes condições iniciais foram realizadas diversas simulações em datas distintas. Trata-se, portanto, de

simulações independentes, sem qualquer acoplamento entre as decisões, nas quais se observa diferentes preços para o estágio inicial. Alguns casos têm quantidade de produtos diferentes, visto que são considerados na otimização apenas produtos do mesmo ano e rodadas mais próximas ao final terão, portanto, menos produtos. Além disso, todos os produtos têm montantes de energia disponível iguais a 120 MW médios. A Figura 22 mostra o resultado da otimização para os casos simulados, ordenados pelo ganho esperado em relação à Receita Bruta atual estimada com base na MtM.

Figura 22 - Ganho esperado resultante da otimização em relação à Receita bruta atual, calculada com base na MtM da posição em aberto para diferentes datas base



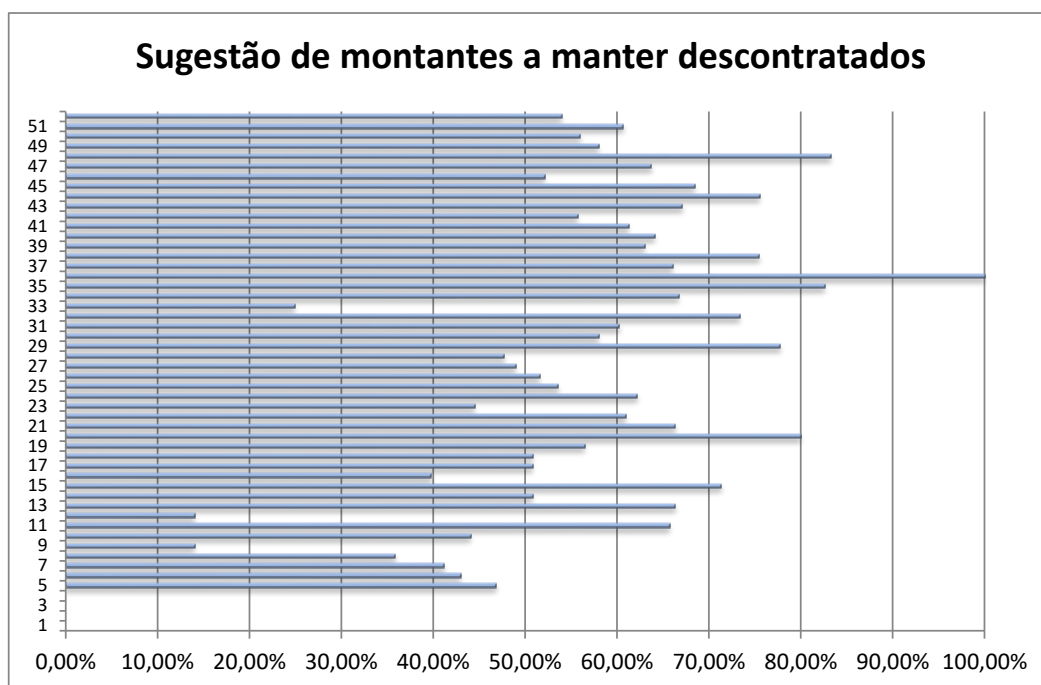
Fonte: Elaboração própria.

Em média, os ganhos observados ficaram em cerca de 1,60% sobre o valor atual da Receita Bruta calculada com base na marcação a mercado. Importante ressaltar que tal ganho representa a possibilidade de incremento de receita em apenas uma semana. Os casos em que o ganho foi zero referem-se a simulações realizadas no final do ano, em que o modelo indicou a venda de toda a energia disponível no estágio atual. Ou seja, fica claro que o ganho é apenas uma forma de avaliar o quanto é possível otimizar o resultado atual por meio do modelo, mas não representa uma

medida de desempenho da ferramenta, pois mesmo nos casos em que a sugestão de venda está totalmente direcionada para o estágio atual (ganho zero), o modelo cumpre seu papel.

Quanto ao melhor momento para negociação de energia, a Figura 23 indica, para cada um dos casos simulados, qual o percentual do montante disponível para venda o modelo recomenda manter descontratado.

Figura 23 - Percentual de energia a manter descontratado conforme o modelo de otimização para cada um dos casos estudados



Fonte: Elaboração própria.

Na maior parte dos casos, o modelo indica um montante maior a manter descontratado do que a contratar, sendo que na média das simulações, o percentual sugerido para manter descontratado fica em 53,35%. Novamente, cabe destacar que os casos em que a recomendação é pela venda total no primeiro estágio ocorrem no final do ano, onde poucos são os produtos a serem otimizados. Em média, os casos simulados resultaram em recomendação de venda de 46,65% da energia no primeiro estágio.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Ambiente de Contratação Livre foi instituído em 2004 e, em função de suas características, em especial a possibilidade de livre negociação de condições contratuais entre seus participantes, hoje conta com mais de 8 mil agentes consumidores além de centenas de comercializadores e produtores independentes de energia. A abertura do mercado continua e espera-se que nos próximos anos qualquer consumidor possa optar pela migração ao ACL.

Com a consolidação e ampliação do mercado livre de energia no Brasil aumenta também a necessidade pelo desenvolvimento de produtos e serviços associados às atividades relacionadas a este mercado. Este trabalho direciona seu foco para a concepção e implementação de uma ferramenta que possa auxiliar gestores e profissionais da área de comercialização de energia de uma empresa geradora. Nesse sentido, busca determinar com maior clareza quais os riscos financeiros decorrentes da variação de preços na negociação de energia, auxiliando na escolha do melhor momento para venda.

Após uma visão inicial sobre aspectos importantes do setor elétrico brasileiro e de conceitos relevantes para o entendimento dos parâmetros utilizados no estudo, o trabalho aborda a questão da gestão de riscos, processo fundamental na atividade de comercialização de energia.

Concluída a exposição sobre os aspectos teóricos envolvidos no trabalho, apresenta-se o modelo proposto, com ênfase na metodologia de geração de cenários futuros de preço e no modelo de otimização adotado. Além dos fatores mencionados no capítulo 4, como vazões e nível de armazenamento, os preços de mercado estão sujeitos também à necessidade de proteção (*hedge*) de cada agente ou mesmo a comportamentos especulativos, em que os agentes realizam operações baseados nas expectativas de preços futuros. Rumores e especulações no mercado, ainda que não venham a se concretizar, também têm grande poder de afetar os preços e inclusive gerar um “efeito manada” de compra ou venda de energia, assim como ocorre no mercado financeiro. Assim, embora o estudo aqui apresentado proponha a utilização de

informações históricas para projetar preços futuros, informações prospectivas adicionais sobre os fatores de risco que influenciam os preços de energia devem ser consideradas pelos gestores na tomada de decisão. Com sua experiência, eles podem analisar os resultados, dando maior ou menor peso para cenários positivos ou negativos, com base no que esperam dos principais fatores de risco.

O último capítulo aborda os resultados computacionais obtidos. Com base em dados de uma empresa fictícia e na definição dos parâmetros necessários para o funcionamento do modelo, como o peso das projeções do Newave e o nível de risco aceito pelo investidor foi rodado o caso base. Como resultados, apresentam-se as receitas esperadas em comparação com a meta estabelecida e com o valor atual da Receita Bruta, calculada com base na marcação a mercado. Em seguida, apresenta-se a recomendação de venda indicada pelo modelo, que sugere a negociação de boa parte da energia no estágio inicial, tendo em vista as projeções de queda de preços influenciadas principalmente pelo Newave. Adicionalmente, apresentam-se os percentis de preços para cada produto e os valores esperados para o estágio 2, assim como seus respectivos percentis de equilíbrio. Por se tratar de uma ferramenta de auxílio à decisão, este conjunto de informações permite que o gestor tenha acesso não apenas a uma recomendação de venda, mas possa verificar com maior clareza as condições que levaram o modelo a indicar tal solução. Com este mesmo objetivo, é apresentada uma tabela com preços e receitas atuais e esperadas para o estágio seguinte. Com base nestas informações, pode-se, por exemplo, avaliar se a sugestão de venda foi baseada em uma pequena diferença de receita ou se os cenários atual e futuro são de fato muito diferentes.

A ferramenta proposta pode ser utilizada para acompanhamento do desempenho da área de comercialização frente a uma meta pré-estabelecida, bem como para aferir os riscos em relação ao cenário vigente no momento da decisão. Para avaliar a conveniência de vender ou manter energia no portfólio, a comparação com a marcação a mercado do portfólio mostra-se mais eficaz, pois as decisões são tomadas com base em um cenário factível, que é representado pela receita que poderia ser auferida no momento. Assim, foram simulados diversos casos, em que o risco foi medido com base em um percentual da receita bruta. Além do caso base, foram

realizadas análises de sensibilidade para verificar a influência da adoção de maiores ou menores pesos para os dados do Newave sobre os resultados, bem como da influência do apetite a risco dos investidores sobre os resultados do modelo. No primeiro caso, verifica-se que o peso do Newave na construção dos cenários de preços futuros tem grande influência sobre os resultados. No caso estudado, os resultados do Newave para todos os produtos eram inferiores aos valores provenientes do histórico, de forma que ao aumentar o seu peso na geração de cenários, os cenários de preços futuros diminuía e a recomendação de venda concentrava-se cada vez mais no primeiro estágio. Não se pode afirmar que este mesmo comportamento se repita em simulações realizadas em outras datas, mas é fato que o Newave tende a indicar preços mais baixos no médio e longo prazos, por assumir que as vazões futuras tenderão à média.

Quanto à variação do apetite a risco constata-se que há uma grande variação nas receitas mínima e máxima à medida que o risco aceito pelo decisor aumenta. Ou seja, a amplitude de possíveis resultados aumenta significativamente com a mudança do nível de risco. De forma semelhante, mostra-se que o retorno esperado aumenta com o incremento do risco, embora tenha ficado evidente que o aumento da receita é pequeno em relação ao aumento do risco. Pode-se dizer que ao aumentar seu apetite ao risco o investidor não mira exclusivamente no aumento da receita média esperada, mas fundamentalmente na possibilidade de alcançar os cenários mais favoráveis de receita.

Por fim, foram apresentados e avaliados os resultados de diversas simulações realizadas com outras datas-base, com o objetivo de analisar o comportamento do modelo sob diferentes condições iniciais. Foram observados ganhos de até 5,5% ao compararmos o valor esperado da receita com a receita bruta atual calculada com base na MtM, sendo que em média, os ganhos ficaram na casa de 1,60%. Tendo em vista que o modelo compara duas semanas consecutivas e que os montantes envolvidos são bastante significativos, estes percentuais de incremento de receita são relevantes. Em média, os resultados do modelo indicaram a manutenção de 53,35% da energia descontratada. Certamente este percentual e os ganhos decorrentes seriam superiores para níveis maiores de risco.

A ferramenta proposta não tem por foco a projeção de preços futuros no longo prazo ou a recomendação de uma estratégia ideal de venda de energia. Trata-se fundamentalmente de um modelo para auxiliar os gestores de risco com uma análise adicional, não tendo sido concebida para ser a única fonte de informação para a tomada de decisão. Com o aumento do número de produtos e dos possíveis cenários futuros, torna-se impraticável avaliar, sem o auxílio de uma ferramenta computacional, todas as informações e cenários possíveis, de forma a entender a interdependência entre os produtos e visualizar quais deles trazem maior risco ao portfólio, devendo, portanto, ter sua negociação priorizada.

A metodologia apresenta indicações de venda de energia com base no modelo de otimização, o que significa que, em alguns casos, a orientação será pela venda de altos volumes de energia e muitas vezes para mais de um produto. Contudo, a liquidez do mercado é limitada e cabe ao gestor priorizar produtos e limitar volumes que sejam compatíveis com a demanda do mercado. Em geral, produtos com início de suprimento mais próximo têm maior liquidez, mas também maior volatilidade. Estas características devem ser levadas em conta pelos decisores ao definir suas estratégias de venda.

Finalmente, embora o modelo tenha sido concebido como um problema de apenas dois estágios, na prática, a decisão não está entre negociar energia no momento atual ou na semana seguinte, mas sim em escolher o melhor momento para a venda de hoje até a última data disponível para negociação de cada produto. Desta forma, considerando que o estágio 2 não será a última oportunidade de negociação, é necessário que se tenha bastante cuidado ao avaliar os resultados do modelo, pois ainda que na semana seguinte os cenários sejam piores que os atuais, no futuro pode ocorrer uma retomada dos preços. Em outras palavras, o modelo proposto neste trabalho não tem a pretensão de determinar o melhor momento para negociação de energia, mas de sugerir negociações por meio da comparação entre o cenário atual e cenários projetados para a semana seguinte, considerando os riscos envolvidos. Em especial, o modelo pode ser utilizado para indicar quais produtos devem ter sua venda priorizada, visando manter a empresa dentro dos limites de risco estabelecidos.

Conforme abordado ao longo do trabalho, algumas alterações podem ser estudadas e implementadas visando o desenvolvimento e aprimoramento da ferramenta proposta, como por exemplo:

- a) inclusão de informações históricas relativas ao *spread* de energia incentivada, para que este tipo de energia possa ser incluído nas avaliações;
- b) adaptação do modelo para inclusão de custos de energia, permitindo que o resultado do modelo não seja apenas a receita esperada, mas o resultado esperado;
- c) consideração de produtos com negociação usual no mercado, como os trimestrais e semestrais, o que exige a obtenção de um histórico de preços para estes produtos;
- d) inclusão de recomendações de compra de energia quando os cenários futuros indicarem melhores condições, fazendo com que seja vantajoso vender energia no estágio atual para recomprar no futuro, preservados os limites de risco estabelecidos;
- e) desenvolvimento de uma metodologia para sorteio de cenários futuros, possivelmente baseada no método de Monte Carlo, de forma que não seria necessário utilizar apenas os valores máximos de cada faixa de preços, mas sim amostras extraídas conforme a distribuição de probabilidades;
- f) adaptação do modelo proposto para um problema multiestágios, de forma que seja possível avaliar o risco não apenas para a semana seguinte, mas para períodos mais longos, de um mês, por exemplo.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Boas Práticas de Gestão de Riscos**. 2019. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/destaques/2020/02/manual-de-boas-praticas-gestao-de-risco>>/Acesso em: 13 set. 2020.

ARFUX, Gustavo Antonio Baur. **Definição de Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica via Métodos de Otimização Estocástica e Análise Integrada de Risco**. Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis, 2011.

BP. **Statistical Review of World Energy 2021**. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018**. Diminui os limites de carga para contratação de energia elétrica pelos consumidores. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754>. Acesso em 17 mar. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. **Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019**. Institui Grupo de Trabalho para desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/70268736>. Acesso em 17 mar. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do Ministro. **Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Altera a Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018, definindo novos limites de carga para contratação de energia elétrica pelos consumidores. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>. Acesso em 17 mar. 2021.

CCEE. **Treinamento Newave – Decomp – O SIN e os modelos para o planejamento da Operação Energética**. Apostila CCEE de treinamento ao Newave – Decomp, 2017.

DAMODARAN, Aswath. **Gestão estratégica do risco**: uma referência para a tomada de riscos empresariais. Porto Alegre: Bookman, 2009. 384 p.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2021: Ano Base 2020. Rio de Janeiro, 2021.. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em mar/2021.

GT modernização do setor elétrico. **Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico**, Outubro de 2019. Disponível em:< <https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2019/10/Relat%C3%B3rio-do-GT-Moderniza%C3%A7%C3%A3o-do-Setor-El%C3%A9trico.pdf?x59167>>. Acesso em março de 2021.

HANSEN, P., CABRAL R., LEME H., ROSA L. F. S. R., SACCHI R., MACIEL D., BARROSO L. **Gestão de riscos na comercialização de energia**: situação atual e proposta de melhores práticas. 2015.

JORION, Philippe. **Value at risk**: a nova fonte de referência para a gestão do risco financeiro. 2. ed. rev. e ampl. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 2003.

KAWAI JUNIOR, Mikio. **Gestão de Risco de Preços e risco de liquidez no mercado de energia elétrica**: uma metodologia adaptada ao Brasil. Campinas, SP, 2015.

MAGALHÃES, Marcos Nascimento. Probabilidade e Variáveis Aleatórias. EdUSP, 2006.

MOROZOWSKI FILHO, M.; GUIMARÃES, F. O. B.; FINARDI, E. C.; TAKIGAWA, F. Y. K.; NOGUEIRA, L. F. A. M. **Dinâmica do Mercado de Energia Elétrica e Formulação de Estratégias Comerciais Sob a Ótica Sistemica**. V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, jun. 2009. Disponível em: <<https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Din%C3%A2mica-do-Mercado-de-Energia-El%C3%A9trica-e-Formula%C3%A7%C3%A3o-de-Estrat%C3%A9gias-Comerciais-Sob-a-%C3%93tica-Sist%C3%AAmica.pdf>>. Acesso em: jan 2021.

NEWBOLD, Paul. **Statistics for Business & Economics**. 5. ed. New Jersey: Prentice-Hall, 1995.

ONS. **Preço Horário no Mercado de Curto Prazo – A Visão do ONS**. Disponível em: <<https://slideplayer.com.br/slide/13700101/>>. Acesso em março de 2021.

RIBEIRO, Luísa Helena Machado. **Risco de Mercado na Comercialização de Energia Elétrica: uma Análise Estruturada com Foco no Ambiente de Contratação Livre – ACL**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

ROBINSON, E. **Introduction to Likelihood Statistics**. Harvard. Disponível em: <https://hea-www.harvard.edu/AstroStat/aas227_2016/lecture1_Robinson.pdf>. 2016. Acesso em 10 mar. 2021.

ROCKAFELLAR, T., & URYASEV, S. **Optimization of Conditional Value-at-Risk**. *The Journal of Risk*, Vol.2, Nº 3, pg 21-41. 2004.

STREET, BEZERRA e BARROSO. **Gerência de Riscos em Comercialização de Energia**. Centro de Treinamento e Estudos em Energia, 2012.

TALEB, Nassim Nicholas. **A lógica do Cisne Negro**. São Paulo, BestSeller. 2008.

THYMOS ENERGIA. **Mercado Livre X Mercado Cativo de Energia: Desafios e Perspectivas**. 2016. 39 slides.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro/Brasília: Synergia/EPE, 2011. 290 p.

APÊNDICE A – FAIXAS DE VARIAÇÕES PARA CADA PRODUTO OBSERVADAS NO CASO BASE

As Tabela 37 a Tabela 41 apresentam as faixas que foram criadas para cada produto a partir das faixas de variações percentuais históricas do produto anterior, bem como os intervalos de preços e respectivas probabilidades geradas para cada produto em cada faixa, no caso base.

Tabela 37 - Variações percentuais de M+0 e M+1 para cada faixa

Faixa	Faixa de variações de M+0	Média das variações de M+0	Faixa de variações de M+1	Média das variações de M+1
1	-60,38% a -2,91%	-14,63%	-53,51% a +57,58%	-10,37%
2	-2,63% a +0,21%	-0,70%	-33,31% a +9,34%	-2,76%
3	+0,22% a +2,87%	1,30%	-7,49% a +29,91%	+4,53%
4	+2,97% a +85,96%	16,56%	-35,94% a +66,39%	+12,77%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 38 - Variações percentuais de M+1 e M+2 para cada faixa

Faixa	Faixa de variações de M+1	Média das variações de M+1	Faixa de variações de M+2	Média das variações de M+2
1	-53,51% a +57,58%	-10,37%	-45,69% a +10,50%	-13,64%
2	-33,31% a +9,34%	-2,76%	-24,46% a +5,95%	-3,53%
3	-7,49% a +29,91%	+4,53%	-12,36% a +24,34%	+1,31%
4	-35,94% a +66,39%	+12,77%	-7,13% a +47,06%	+7,15%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 39 - Variações percentuais de M+2 e M+3 para cada faixa

Faixa	Faixa de variações de M+2	Média das variações de M+2	Faixa de variações de M+3	Média das variações de M+3
1	-45,69% a +10,50%	-13,64%	-32,78% a +0,61%	-10,04%
2	-24,46% a +5,95%	-3,53%	-29,25% a +3,11%	-1,95%
3	-12,36% a +24,34%	+1,31%	-11,80% a +24,40%	+2,27%
4	-7,13% a +47,06%	+7,15%	-6,00% a +45,85%	+13,09%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 40 - Variações percentuais de M+3 e A+0 para cada faixa

Faixa	Faixa de variações de M+3	Média das variações de M+3	Faixa de variações de A+0	Média das variações de A+0
1	-32,78% a +0,61%	-10,04%	-25,50% a +16,00%	-5,74%
2	-29,25% a +3,11%	-1,95%	-29,76% a +16,41%	-0,96%
3	-11,80% a +24,40%	+2,27%	-34,46% a +15,77%	+1,35%
4	-6,00% a +45,85%	+13,09%	-3,01% a +30,08%	+7,47%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 41 - Variações percentuais de A+0 e A+1 para cada faixa

Faixa	Faixa de variações de A+0	Média das variações de A+0	Faixa de variações de A+1	Média das variações de A+1
1	-25,50% a +16,00%	-5,74%	-48,68% a +2,44%	-2,40%
2	-29,76% a +16,41%	-0,96%	-2,86% a +3,81%	+0,16%
3	-34,46% a +15,77%	+1,35%	-1,54% a +9,42%	+1,44%
4	-3,01% a +30,08%	+7,47%	-14,41% a +18,54%	+1,96%

Fonte: Elaboração própria

APÊNDICE B – POSSÍVEIS REALIZAÇÕES E PROBABILIDADES DE OCORRÊNCIA PARA TODOS OS PRODUTOS NO CASO BASE

Tabela 42 – Preços e Probabilidades para todos os produtos – Caso Base

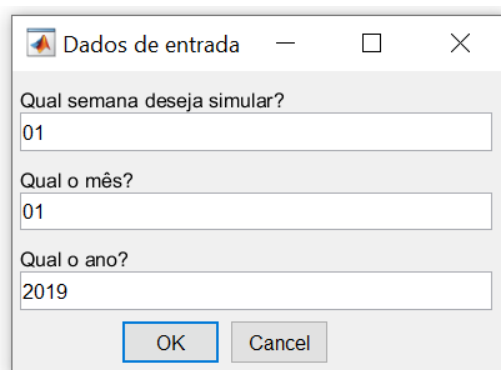
M+0	73,19	84,60	96,02	107,43	118,84	130,25	141,66	153,07	164,48	175,90	187,31	198,72	210,13	221,54	232,95	244,36	255,78	267,19	278,60	290,01	
Faixas	9,7102	4,0911	4,7986	5,3424	5,7245	6,1022	7,2200	13,7213	24,3212	8,9009	3,7846	2,1179	1,2719	0,7745	0,4751	0,2979	0,1954	0,1367	0,1023	0,9114	100,0000
M+1	102,45	116,67	130,89	145,11	159,34	173,56	187,78	202,00	216,22	230,44	244,66	258,88	273,10	287,32	301,55	315,77					
Faixa1	1,9047	1,7027	3,7557	8,4348	16,9307	24,2584	20,9724	11,7636	5,3799	2,3970	1,1236	0,5652	0,3047	0,1746	0,1054	0,2265					100,0000
Faixa2	0,8343	0,2217	0,3518	0,6274	1,3638	4,4589	39,0646	44,6021	4,9351	1,4483	0,6547	0,3636	0,2278	0,1545	0,1108	0,5807					100,0000
Faixa3	0,2748	0,1171	0,2069	0,4139	1,0012	3,3286	18,1201	54,5084	16,9146	3,1587	0,9646	0,4023	0,2022	0,1149	0,0711	0,2005					100,0000
Faixa4	0,3155	0,2332	0,4558	0,9368	2,0084	4,3713	9,0846	16,1745	21,5564	19,7128	12,7282	6,5464	3,0510	1,4044	0,6667	0,7539					100,0000
M+2	123,01	137,29	151,57	165,85	180,13	194,42	208,70	222,98	237,26	251,55	265,83	280,11	294,39								
Faixa1	0,6417	2,4101	8,3729	19,5994	28,1439	23,7360	12,0039	3,9367	0,9362	0,1812	0,0315	0,0053	0,0011								100,0000
Faixa2	0,4411	0,1423	0,2482	0,5182	1,5549	15,4794	75,8955	3,8181	0,8563	0,3529	0,1867	0,1135	0,3927								100,0000
Faixa3	0,0117	0,0110	0,0283	0,0935	0,4692	5,0822	63,4028	28,9112	1,6748	0,2248	0,0549	0,0187	0,0170								100,0000
Faixa4	0,0003	0,0028	0,0225	0,1533	0,8254	3,3335	9,6225	19,0720	25,2550	22,0862	12,8270	5,0573	1,7424								100,0000
M+3	155,78	169,62	183,46	197,29	211,13	224,96	238,80	252,64	266,47	280,31	294,15	307,98									
Faixa1	1,1168	6,0892	22,9879	38,0113	24,0063	6,5647	1,0626	0,1397	0,0183	0,0026	0,0004	0,0001									100,0000
Faixa2	0,4853	0,2297	0,5287	2,0602	70,2460	24,0337	1,3547	0,4185	0,1950	0,1103	0,0700	0,2680									100,0000
Faixa3	0,0595	0,0675	0,2232	1,2336	18,6803	72,1480	6,7004	0,6462	0,1444	0,0487	0,0208	0,0273									100,0000
Faixa4	0,1156	0,1670	0,4909	1,6015	5,4759	16,3920	30,7748	27,3358	12,1740	3,7952	1,1126	0,5646									100,0000
A+0	152,01	165,64	179,27	192,90	206,53	220,15	233,78	247,41	261,04	274,67											
Faixa1	0,3172	1,0353	5,3366	22,5837	41,3386	22,6652	5,3642	1,0405	0,2278	0,0908											100,0000
Faixa2	0,1836	0,1008	0,2345	0,8435	15,2234	80,7989	1,8939	0,3670	0,1378	0,2166											100,0000
Faixa3	0,1001	0,0745	0,1910	0,7311	7,5793	81,6133	8,5566	0,7770	0,1987	0,1786											100,0000
Faixa4	0,1802	0,1348	0,3146	0,9242	3,9060	24,2800	52,9574	13,7740	2,3862	1,1424											100,0000
A+1	103,65	118,23	132,81	147,40	161,98	176,56	191,14	205,73													
Faixa1	0,1686	0,0779	0,1603	0,4433	2,6311	87,2455	8,0695	1,2037													100,0000
Faixa2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0042	89,8234	10,1723	0,0001													100,0000
Faixa3	0,1002	0,0454	0,0911	0,2377	1,1513	77,4810	19,8265	1,0668													100,0000
Faixa4	0,0150	0,0119	0,0299	0,1046	0,7508	46,1131	51,9894	0,9852													100,0000

Fonte: Elaboração própria.

APÊNDICE C - INTERFACE COM O USUÁRIO

Para que os cenários de preços sejam criados, a ferramenta precisa que o usuário insira algumas informações preliminares básicas. Os primeiros dados a serem informados são a semana, mês e ano ao qual se refere a simulação. Estes dados são necessários para que o programa possa escolher o *deck* do Newave que será utilizado e o conjunto de dados históricos a ser considerado.

Figura 24 - Solicitação de dados de entrada



Dados de entrada

Qual semana deseja simular?
01

Qual o mês?
01

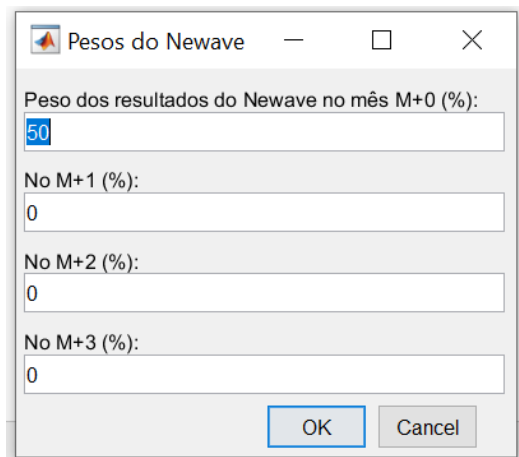
Qual o ano?
2019

OK Cancel

Fonte: Elaboração própria.

Em uma etapa seguinte, o usuário deve informar qual peso deseja dar aos resultados do Newave para os meses M+0, M+1, M+2 e M+3. Para cada mês é possível escolher um peso entre 0 e 100%, sendo que o percentual complementar será aplicado aos resultados do histórico.

Figura 25 - Indicação da participação das projeções do Newave para a geração de cenários futuros dos produtos M+0 a M+3



Pesos do Newave

Peso dos resultados do Newave no mês M+0 (%):
50

No M+1 (%):
0

No M+2 (%):
0

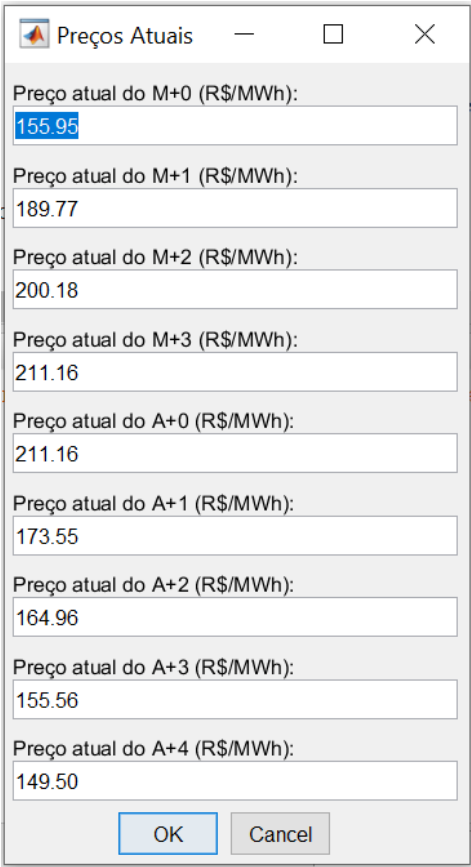
No M+3 (%):
0

OK Cancel

Fonte: Elaboração própria.

Não é possível atribuir pesos aos resultados do Newave para os produtos de mais longo prazo. Isto porque, entende-se que a incerteza aumenta muito nos meses futuros e os resultados históricos serão referências melhores para os preços futuros.

Por fim, os últimos dados que devem ser informados pelo usuário para que os cenários de preços futuros sejam projetados são os preços atuais de cada produto. Os preços são buscados automaticamente no banco de dados, caso já façam parte do histórico. Contudo, é aberta a possibilidade de alteração pelo usuário. Os valores atuais são utilizados fundamentalmente para dois propósitos: (i) para calcular o valor atual da carteira e; (ii) para definição das faixas de variação percentual de preços que serão utilizadas para a simulação em curso.

Figura 26 - Preços atuais dos produtos considerados na otimização

The image shows a software window titled "Preços Atuais" (Current Prices). It contains a list of products and their corresponding prices in R\$/MWh. The prices are displayed in text input fields. The products and their prices are:

Produto	Preço atual (R\$/MWh)
Preço atual do M+0 (R\$/MWh):	155.95
Preço atual do M+1 (R\$/MWh):	189.77
Preço atual do M+2 (R\$/MWh):	200.18
Preço atual do M+3 (R\$/MWh):	211.16
Preço atual do A+0 (R\$/MWh):	211.16
Preço atual do A+1 (R\$/MWh):	173.55
Preço atual do A+2 (R\$/MWh):	164.96
Preço atual do A+3 (R\$/MWh):	155.56
Preço atual do A+4 (R\$/MWh):	149.50

At the bottom of the window, there are two buttons: "OK" and "Cancel".

Fonte: Elaboração própria.