

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LIEDSON OLIVEIRA DOS SANTOS

GESTÃO DE RISCOS E CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE DEMANDA DE
POTÊNCIA E ENERGIA ELÉTRICA POR CONSUMIDORES LIVRES VIA
OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA E TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

CURITIBA

2023

LIEDSON OLIVEIRA DOS SANTOS

GESTÃO DE RISCOS E CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE DEMANDA DE POTÊNCIA E
ENERGIA ELÉTRICA POR CONSUMIDORES LIVRES VIA OTIMIZAÇÃO
ESTOCÁSTICA E TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração de Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clodomiro Unsihuay-Vila

CURITIBA

2023

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Santos, Liedson Oliveira dos

Gestão de riscos e contratação ótima de demanda de potência e energia elétrica por consumidores livres via otimização estocástica e teoria das opções reais / Liedson Oliveira dos Santos. – Curitiba, 2023.

1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Clodomiro Unsihuay Vila

1. Energia elétrica. 2. Energia elétrica – Consumo. 3. Energia elétrica – Distribuição. 4. Fator de potência. 5. Serviços de eletricidade - Custos. I. Universidade Federal do Paraná. II. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Unsihuay Vila, Clodomiro. IV. Título.

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **LIEDSON OLIVEIRA DOS SANTOS** intitulada: **GESTÃO DE RISCOS E CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE DEMANDA DE POTÊNCIA E ENERGIA ELÉTRICA POR CONSUMIDORES LIVRES VIA OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA E TEORIA DAS OPÇÕES REAIS**, sob orientação do Prof. Dr. CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 24 de Fevereiro de 2023.

Assinatura Eletrônica
28/02/2023 12:36:56.0
CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
27/02/2023 13:54:39.0
RICARDO SCHUMACHER
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
27/02/2023 14:31:34.0
FABIANO LUCIO FUGA
Avaliador Externo (EDF RENEWABLES DO BRASIL, São PAULO.)

Assinatura Eletrônica
27/02/2023 14:13:56.0
ALEXANDRE RASI AOKI
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação de mestrado não poderia ter sido concluída sem o precioso apoio de várias pessoas. Um único sentimento expressa o que sinto agora: Gratidão!

Primeiramente agradeço ao Professor Dr. Clodomiro Unsihuay-Vila pela orientação e por todo suporte ao longo desta jornada. Muito obrigado por me encorajar e me manter motivado durante deste período. Seu suporte foi imprescindível para chegar ao final deste ciclo. Admiro-o demais e tenho muito orgulho de ter trabalhado com você neste projeto. Obrigado por tudo.

Aos membros da banca de qualificação e da banca examinadora, que tão gentilmente aceitaram participar e colaborar com esta dissertação, obrigado pelo apoio e orientações finais.

À minha família e aos meus amigos agradeço o apoio incondicional que me deram, especialmente minha mãe Ângela, minhas irmãs Leila e Lucélia, e meu pai Jairo que não se encontra mais neste plano. Muito obrigado por estarem ao meu lado me estimulando a seguir em frente e não desistir dos meus sonhos, incluindo o de ser Mestre em Engenharia Elétrica.

Obrigado Deus por me ter dado forças e capacidade para superar todos os desafios ao longo desta jornada e iluminar minha mente para enxergar as soluções que eu precisava neste projeto. Obrigado por tanto.

Por fim, a todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente para a realização desta dissertação, o meu sincero agradecimento.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”.

Albert Einstein

RESUMO

Energia elétrica é um bem de consumo importante para o desenvolvimento econômico dos países. Atualmente, considerando a necessidade de energia em nosso cotidiano, é impossível imaginar a vida moderna sem esse insumo, de fato, tão fundamental à vida e que proporciona conforto e praticidade aos usuários, além de ser força motriz que movimenta economias no mundo globalizado. Uma gestão da contratação ineficiente, com má especificação da demanda contratada, contratos de energia não ajustados ao perfil do consumidor e com aquisição de energia em um momento incorreto, pode levar a perdas financeiras, comprometendo a competitividade das empresas. Neste contexto, esta dissertação tem por objetivo desenvolver uma metodologia de gestão de riscos e contratação ótima de demanda de potência ativa e de energia elétrica, bem como de determinação do melhor momento para a compra de energia e realização do contrato no Mercado Livre, visando minimizar os custos e riscos do consumidor. Para tanto, por meio da Simulação de Monte Carlo, são gerados cenários dos parâmetros incertos considerados nesta dissertação, demanda de potência, consumo de energia e PLD, com o objetivo de compor amostras de possíveis eventos futuros. Na sequência, são definidos os valores ótimos da demanda e do consumo por meio da Otimização Estocástica incorporado ao mecanismo de aversão ao risco CVaR para o horizonte de um ano com discretização mensal. Enfim, por meio do modelo binomial definido pela Teoria das Opções Reais é determinado o melhor momento para realizar a compra de energia no Mercado Livre, por intermédio da modelagem do PLD. Ao término dos processos, será obtido o montante ótimo de contratação de demanda de potência ativa e de energia elétrica, bem como os melhores momentos para compra de energia, e, conseqüentemente, a realização do contrato no Mercado Livre, com minimização dos custos e riscos do consumidor. O modelo de otimização mostrou-se eficiente, e os resultados mostram que, para os cenários com aumento de aversão ao risco, o modelo propõe uma menor redução de demanda de potência, configurando uma contratação mais conservadora. Além disso, o otimizador mostrou que o consumidor pode adequar sua contratação de energia elétrica de acordo com a sazonalização, não havendo a limitação de uma redução do montante no ano, e sugeriu a contratação de quantidades mais altas de energia à medida que se aumenta a aversão ao risco, pois isso igualmente configura uma contratação mais conservadora. Em adição, o modelo possibilitou uma tomada de decisão mais assertiva na compra de energia, identificando os momentos com oportunidades de menores preços por meio da modelagem do comportamento do PLD que tem impacto direto no preço de contrato bilateral. Desta forma, o modelo proposto se mostrou efetivo, de modo que foram obtidos os valores ótimos de demanda de potência e energia elétrica e foram identificados os períodos para realizar a aquisição e/ou adiamento da compra de energia elétrica, de modo que auxiliou diretamente em uma tomada de decisão mais assertiva, contribuindo assim para a minimização dos custos com os contratos de energia elétrica no Mercado Livre.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre, Ambiente de Contratação Regulada, Mercado Livre de Energia, Mercado Cativo de Energia, Simulação Monte Carlo, Otimização Estocástica com Aversão ao Risco, Teoria das Opções Reais.

ABSTRACT

Electric energy is an important consumer good for the economic development of countries. Currently, considering the need for energy in our daily lives, it is impossible to imagine modern life without it, in fact, so fundamental to life, which provides comfort and practicality to users, besides being the driving force that moves economies in the globalized world. An inefficient management of contracting, with poor specification of contracted demand, energy contracts not adjusted to the consumer's profile and energy acquisition in an incorrect period, can lead to financial losses, compromising the competitiveness of companies. In this context, this dissertation aims to develop a methodology for risk management and optimal contracting of active power demand and electrical energy, as well as determining the best moment to purchase energy and carry out the contract in the Free Market, aiming to minimize the costs and risks of the consumer. For that, through the Monte Carlo Simulation, scenarios of power demand, energy consumption and PLD, the uncertain parameters considered in this dissertation are generated, with the objective of composing samples of possible future events. Next, the optimal values of demand and consumption are defined through Stochastic Optimization incorporated into the CVaR risk aversion mechanism for a one-year horizon with monthly discretization. Finally, through the binomial model defined by the Theory of Real Options, the best moment to purchase energy in the Free Market is determined by modeling the PLD. At the end of the processes, the optimal contracting amount of active power demand and electric energy will be obtained, as well as the best moments for purchasing energy and consequently carrying out the contract in the Free Market, with minimization of costs and risks for the consumer. The optimization model proved to be efficient, and the results show that for scenarios with increased risk aversion, the model proposes a smaller reduction in power demand, configuring a more conservative hiring. In addition, the optimizer showed that the consumer can adapt his contracting of electricity according to the seasonality, with no limitation of an amount reduction during the year and suggested higher amounts of energy as risk aversion increases, because it also configures a more conservative hiring. In addition, the model enabled a more assertive decision-making in the purchase of energy, identifying moments with opportunities for lower prices by modeling the behavior of PLD, which has a direct impact on the bilateral contract price. In this way, the proposed model proved to be effective, so that the optimal values of power demand and electric energy were obtained and the periods to carry out the acquisition and/or postponement of the purchase of energy were identified, in a way that directly helped in more assertive decision-making, thus contributing to the minimization of costs with electricity contracts in the Free Market.

Keywords: Free Contracting Environment, Regulated Contracting Environment, Free Energy Market, Captive Energy Market, Minimization of Costs, Monte Carlo Simulation, Stochastic Optimization with Risk Aversion, Real Options Theory.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fluxo para elegibilidade para migração ao Mercado Livre de Energia.....	35
Figura 2: Representação do VaR e CVaR	39
Figura 3: Simulação Monte Carlo para o cálculo da volatilidade	44
Figura 4: Representação de uma Árvore Binomial.....	44
Figura 5: Framework Proposto	46
Figura 6: Fluxograma da Metodologia Proposta.....	47
Figura 7: <i>OpenSolver</i> no Excel.....	63
Figura 8: Custos com demanda de potência na modalidade verde (R\$).....	68
Figura 9: Custos com demanda de potência na modalidade azul (R\$)	71
Figura 10: Custos com energia elétrica na modalidade verde (R\$).....	74
Figura 11: Custos com energia elétrica na modalidade azul (R\$)	77
Figura 12: Histograma dos cenários do PLD.....	79
Figura 13: Preço de Indiferença do Mercado Cativo e Livre na modalidade verde ...	89
Figura 14: Preço de Indiferença do Mercado Cativo e Livre na modalidade azul	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Quadro comparativo de revisão de literatura.....	24
Tabela 2: Características dos grupos tarifários	29
Tabela 3: Características do Mercado Cativo e Mercado Livre de Energia.....	36
Tabela 4: Principais <i>solvers</i> suportados pelo Excel	63
Tabela 5: Tarifas vigentes definidas pela resolução da ANEEL	65
Tabela 6: Valores consolidados do PLD em 2022.....	66
Tabela 7: Demanda de potência planejada para 2023 (kW) e custo anual (R\$)	67
Tabela 8: Perfis ótimos de demanda de potência (kW) e custos anuais (R\$)	67
Tabela 9: Custos associados aos perfis ótimos de demanda de potência	69
Tabela 10: Demanda de potência planejada para 2023 (kW) e custo anual (R\$)	70
Tabela 11: Perfis ótimos de demanda de potência (kW) e custos anuais (R\$)	70
Tabela 12 : Custos associados aos perfis ótimos de demanda de potência	72
Tabela 13: Consumo de energia planejado para 2023 (MWh) e custo anual (R\$)....	73
Tabela 14: Perfis ótimos de energia elétrica (MWh) e custos anuais (R\$)	73
Tabela 15: Custos associados aos perfis ótimos de energia elétrica	75
Tabela 16: Consumo de energia planejado para 2023 (MWh) e custo anual (R\$)....	75
Tabela 17: Perfis ótimos de energia elétrica (MWh) e custos anuais (R\$)	76
Tabela 18: Custos associados aos perfis ótimos de energia elétrica	77
Tabela 19: Valores consolidados do PLD em 2022.....	78
Tabela 20: Parâmetros da Simulação	80
Tabela 21: Árvore de Eventos: Comportamento do ativo objeto	81
Tabela 22: Árvore de Eventos: Avaliação dos ativos subjacentes	82
Tabela 23: Árvore de Decisão	83
Tabela 24: Simulação para diferentes valores de volatilidade (σ).....	84
Tabela 25: Árvore de Decisão para o caso 1 ($\sigma = 6,37\%$).....	85
Tabela 26: Árvore de Decisão para o caso 2 ($\sigma = 16,37\%$).....	86
Tabela 27: Resumo dos resultados dos perfis ótimos de demanda de potência	88
Tabela 28: Resumo dos resultados dos perfis ótimos de energia elétrica	89
Tabela 29: Resumo dos resultados dos momentos ótimos para compra de energia	91

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	Estatístico Autorregressivo
BONMIN	<i>Basic Open-Source Nonlinear Mixed Integer Programming</i>
BS	<i>Black e Scholes</i>
CBC	<i>Coin-Or Branch and Cut</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVEE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
COUENNE	<i>Convex Over and Under Envelopes for Nonlinear Estimation</i>
CRR	<i>Cox, Ross e Rubinstein</i>
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CVAR	<i>Conditional Value at Risk</i> – Valor em Risco Condicional
HFP	Horário Fora Ponta
HP	Horário de Ponta
IEA	Agência Internacional de Energia
IPOPT	<i>Interior Point Optimizer</i>
KV	Kilovolt
KW	Kilowatt
KWH	Kilowatt-Hora
LP	Programação Linear
MCP	Mercado de Curto Prazo
MILP	Programação Linear Inteira Mista
MIQCP	Programação Restrita Quadrática Inteira Mista

MIQP	Programação Quadrática Inteira Mista
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWH	Megawatt- <i>Hora</i>
NOMAD	<i>Nonlinear Optimization by Mesh Adaptive Direct Search</i>
PCB	Preço de Contrato Bilateral
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
QCP	Programação Restrita Quadrática
QP	Programação Quadrática
SARIMA	Autorregressivo-Integrado de Médias Móveis Sazonal
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SE/CO	Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação Monte Carlo
TE	Tarifa de Energia
TOR	Teoria das Opções Reais
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSDD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Demanda
TUSDE	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Energia
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
VAR	<i>Value at Risk</i> – Valor em Risco
VE	Valor Esperado
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

C_D é o custo ótimo anual de demanda de potência, (R\$).

$C_{s,t}$ é o custo referente ao faturamento da demanda e/ou energia para o mês e o cenário, (R\$).

C_D^{fp} é a parcela do custo referente ao faturamento da demanda contratada fora de ponta no mês t (R\$).

C_D^p é a parcela do custo referente ao faturamento da demanda contratada na ponta no mês t (R\$).

C_E é o custo ótimo anual de energia, (R\$).

D_t é o maior valor entre a demanda de potência contratada e a demanda máxima de potência registrada no mês, (kW).

D_t^u é a demanda de potência de ultrapassagem no mês t .

D_t^{max} é a demanda máxima de potência simulada no mês, (kW).

D_t^c é a demanda de potência contratada no mês, (kW).

$D_{s,t}^{nu,fp}$ é variável que representa a parcela da demanda fora de ponta em que não é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW).

$D_{s,t}^{u,fp}$ é variável que representa a parcela da demanda fora de ponta em que é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW).

$D_{s,t}^{nu,p}$ é variável que representa a parcela da demanda na ponta em que não é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW).

$D_{s,t}^{u,p}$ é variável que representa a parcela da demanda na ponta em que é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW).

E_t^p é a energia consumida no horário de ponta no mês, (MWh).

E_t^{fp} é a energia consumida fora do horário de ponta no mês, (MWh).

$E_{s,t}$ é a energia total consumida no mês e no cenário, (MWh).

n é o número de passos.

p é a probabilidade de o preço subir.

P_e^{ACL} é o preço do contrato no ACL, (R\$/MWh).

Q_t é a quantidade de energia contratada no mês, (MWh).

q é a probabilidade de o preço cair.

r é a taxa de juros livre de risco.

S é a variável que representa o número de cenários para o problema de otimização.

S é o valor do projeto obtido na última coluna da árvore de eventos.

S_0 é o preço corrente do ativo.

S_u é o preço do ativo com valorização de acordo com probabilidade p .

S_d é o preço do ativo desvalorizado, de acordo com probabilidade $1 - p$.

T é prazo de vencimento da opção.

$|T|$ são os números de meses dentro do período de análise.

T_D é a tarifa de demanda de potência dada por resolução ANEEL, (R\$/kW).

T_D^{fp} é a tarifa da demanda de potência fora de ponta com impostos no mês t (R\$/kW).

T_D^p é a tarifa da demanda de potência na ponta com impostos no mês t (R\$/kW).

$TUSD_D$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à demanda no mês t (em R\$/kW), dada por resolução ANEEL.

$TUSD_d$ é a tarifa de demanda de potência dada por resolução ANEEL, (R\$/kW).

$TUSD_d^u$ é a tarifa de ultrapassagem de demanda de potência dada por resolução ANEEL, (R\$/kW).

T_D^u é a tarifa de ultrapassagem de demanda de potência, onde $T_D^u = 2 \times T_D$, R\$/kW.

$TUSD_E$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida no mês t (em R\$/MWh), dada por resolução ANEEL.

$TUSD_e^p$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida no horário de ponta, dada por resolução ANEEL, (R\$/MWh).

$TUSD_e^{fp}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida fora horário de ponta, dada por resolução ANEEL, (R\$/MWh).

u é o percentual tolerado de ultrapassagem da demanda contratada ($u \leq 5\%$).

u é a taxa de decréscimo do preço do ativo.

V é o valor da opção.

VR é o valor de referência determinado pela ANEEL, (R\$/MWh).

X é o investimento necessário.

z é a variável auxiliar que atinge o VaR da distribuição de custos no mês de análise.

α é o parâmetro de aversão ao risco que define o nível de confiança da medida de risco CVaR ($\alpha = 95\%$).

$\Delta_{s,t}$ é a tolerância de demanda de potência do mês e do cenário, (kW).

Δt é o intervalo do passo da árvore.

δ é a variável auxiliar que representa os valores de custos acima do VaR no período de análise (R\$).

λ é a variável que determina a ponderação entre valor esperado VE e CVaR, sendo $0 \leq \lambda \leq 1$.

$\pi_{s,t}$ é o PLD médio histórico associado ao mês, (R\$/MWh).

$\bar{\pi}_T$ é o maior valor entre a referência definido pela ANEEL e a média anual dos PLDs, (R\$/MWh).

σ é o desvio-padrão dos retornos do ativo, isto é, volatilidade do valor da opção.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÕES	19
1.2 OBJETIVOS.....	20
1.3 REVISÃO DE LITERATURA.....	21
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	25
2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	26
2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR) – MERCADO CATIVO	27
2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) – MERCADO LIVRE	31
2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	36
3 OTIMIZAÇÃO E GESTÃO DE RISCOS DE CONSUMIDORES LIVRES.....	37
3.1 SIMULAÇÃO MONTE CARLO (SMC).....	37
3.2 VALOR EM RISCO (VAR) E VALOR EM RISCO CONDICIONAL (CVAR)	39
3.3 OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA.....	40
3.4 TEORIA DAS OPÇÕES REAIS (TOR).....	42
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	45
4 METODOLOGIA PROPOSTA.....	46
4.1 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA.....	47
4.2 MODELAGEM E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	49
4.2.1 Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Verde.....	51
4.2.2 Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Azul	53
4.2.3 Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Verde	55
4.2.4 Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Azul	57
4.2.5 Determinação do Momento Ótimo para Compra de Energia Elétrica	60
4.3 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA E DINÂMICA VIA EXCEL.....	62
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	64
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	65
5.1 RESULTADOS DOS PROCESSOS DE OTIMIZAÇÃO.....	65
5.1.1 Resultados da Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Verde	66
5.1.2 Resultados da Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Azul.....	69
5.1.3 Resultados da Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Verde.....	72
5.1.4 Resultados da Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Azul	75
5.1.5 Resultados da Otimização do Momento Ótimo de Compra de Energia	78
5.2 RESUMO DOS RESULTADOS DOS PROCESSOS DE OTIMIZAÇÃO.....	87
5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	92
6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	93
7 REFERÊNCIAS	96

1 INTRODUÇÃO

De acordo com relatórios da Agência Internacional de Energia (IEA), o Brasil é apontado como o sétimo país do mundo em consumo de energia elétrica, um importante insumo para o desenvolvimento econômico dos países (IEA, 2022). Atualmente, considerando a necessidade de energia em nosso cotidiano, é impossível imaginar a vida moderna sem energia, de fato, tão fundamental por proporcionar conforto e praticidade aos usuários, além de ser força motriz que movimenta economias no mundo globalizado.

O sistema elétrico brasileiro está estruturado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), comumente denominado como Mercado Cativo e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), habitualmente referido como Mercado Livre.

No Mercado Cativo, a energia é suprida pela distribuidora local a qual o consumidor está vinculado, e em sua fatura são incluídas a tarifa de energia e a tarifa de uso do sistema de distribuição. Essas tarifas são anualmente definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cada distribuidora. Neste ambiente, o consumidor não tem liberdade para negociar as condições de contratação e flexibilidades do suprimento de energia para atendimento das necessidades de seu negócio, devendo seguir as determinações da distribuidora, e assim, fica sujeito à imprevisibilidade da variação anual do valor das tarifas, o que traz incertezas quanto ao custo de energia para a indústria e o comércio.

No Mercado Livre, os participantes podem negociar a energia livremente entre si, e assim, os consumidores podem contratá-la diretamente dos geradores ou comercializadores, desde que estejam conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Todos esses participantes são chamados de agentes e devem estar associados à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que tem o papel de gerenciar os contratos de compra e venda de energia nos mercados regulado e livre, elaborar as regras de comercialização de energia que garantem o cumprimento da regulamentação do setor elétrico, realizar leilões para contratação de energia sob delegação da ANEEL, gerenciar os dados de consumo e geração dos agentes de forma remota, calcular o preço de liquidação das diferenças (PLD), dentre outras atribuições. Ao final de cada período contábil, a CCEE também apura os valores dos contratos e os dados de medição, promovendo assim a contabilização dos montantes e liquidação financeira (CCEE, 2023).

Em adição, no Mercado Livre a distribuidora local se mantém responsável pela entrega da energia, cabendo-lhe os custos referentes à demanda de potência ativa e ao uso do sistema de distribuição com devida aplicação dos descontos, caso a energia consumida seja proveniente de fontes renováveis. Já os custos da energia elétrica adquirida são negociados diretamente com os fornecedores, conforme já sinalizado.

O Mercado Livre vem sendo apontado como uma solução para reduzir custos com energia, uma vez que permite um melhor gerenciamento dos riscos na contratação deste insumo, além de proporcionar melhores preços de energia e incentivos na tarifa de uso do sistema e distribuição (TUSD), proporcionando economia nos custos finais. Além dos benefícios financeiros, outras vantagens são evidenciadas às empresas vinculadas ao Mercado Livre: Liberdade de negociação e flexibilidade na contratação dos volumes de energia, melhor previsão orçamentária pela fixação do preço de energia ao longo do contrato, aumento de produtividade devido ao preço de energia ser fixo ao longo do dia, fatura sem custos adicionais devido ao acionamento de bandeiras tarifárias pela ANEEL e apoio à sustentabilidade pela utilização de energia provinda de fontes limpas e renováveis.

Entretanto, o consumidor pode ficar exposto a incertezas dos custos futuros caso seus montantes de demanda de potência e de energia elétrica contratados não estejam otimizados e adequados ao processo produtivo da empresa. No caso de subcontratação ou sobrecontratação de energia, o consumidor fica sujeito ao PLD que é o preço utilizado para valorar os volumes de energia liquidados na CCEE, o que não é recomendado devido às variações que o PLD pode sofrer em um curto prazo. Além disso, os agentes estão sujeitos a penalidades se durante o balanço anual for identificada ausência de lastro devido à não liquidação dos montantes de energia na CCEE, de modo que é aplicada uma multa, elevando os gastos do consumidor. Outra penalidade é aplicada mensalmente quando o consumidor excede sua demanda além de 5% do valor contratado, pagando o montante excedido a uma taxa duas vezes maior que a tarifa normal devido à ultrapassagem de demanda.

Verifica-se que uma gestão de contratação ineficiente, com montantes de demanda e energia não ajustados ao perfil do consumidor, pode levar a perdas financeiras. Desta forma, o desenvolvimento de metodologias e ferramentas que visam a redução de custos por meio da definição ótima destes parâmetros, tornam-se estratégicos para aumentar a competitividade das empresas, uma vez que esses itens são linhas onerosas no orçamento anual das companhias.

1.1 JUSTIFICATIVA E CONTRIBUIÇÕES

Energia elétrica é um insumo fundamental às atividades diárias das empresas, e devido aos altos custos associados ao insumo, é destinada uma atenção especial ao item que leva para si uma considerável fatia do orçamento anual. Uma gestão de contratação ineficiente, com má especificação da demanda contratada e contratos de energia não ajustados ao perfil do consumidor, pode levar a perdas financeiras. Desta forma, estudos que visam a redução dos gastos financeiros com demanda e energia tornam-se estratégicos para as instituições.

É neste contexto que essa pesquisa atuará, uma vez que apresentará uma metodologia de gestão dos riscos e contratação ótima de demanda de potência ativa e de energia elétrica, bem como de determinação do melhor momento para a compra da energia e realização do contrato no Mercado Livre, visando minimizar os custos e riscos do consumidor, de modo a contribuir para tomadas de decisões mais assertivas.

Desta forma, o presente trabalho traz como contribuições os seguintes pontos:

- a) Modelagem das incertezas associadas à gestão das contratações e de riscos de uma unidade consumidora por meio da Simulação Monte Carlo (SMC) e das métricas de risco Valor em Risco (VaR) e Valor em Risco Condicional (CVaR);
- b) Definição do perfil ótimo de demanda de potência e de consumo de energia elétrica da unidade consumidora (UC), visando minimização dos custos do consumidor, por meio de Otimização Estocástica com Aversão ao Risco, considerando como incertezas a demanda de potência ativa, o consumo de energia elétrica e o preço de liquidação das diferenças (PLD);
- c) Determinação do melhor momento para realizar a compra de energia no Mercado Livre de modo a auxiliar na tomada de decisão, visando a minimização dos custos do consumidor por meio da Teoria das Opções Reais (TOR) e o modelo binomial com opções americanas;
- d) Implementação de uma metodologia de gestão dos custos energéticos voltada às empresas consumidoras.

1.2 OBJETIVOS

Esta pesquisa tem por objetivo geral desenvolver uma metodologia de gestão dos riscos e contratação ótima de demanda de potência ativa e de energia elétrica, assim como de determinação do melhor momento para a compra da energia e realização do contrato no Mercado Livre, visando minimizar os custos e riscos do consumidor, de modo a contribuir para tomadas de decisões mais assertivas. Com o intuito de alcançar o objetivo geral, os objetivos específicos necessários são:

- Avaliar os aspectos conceituais da comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro, especificamente o Mercado Cativo e Mercado Livre;
- Analisar as técnicas matemáticas que consideram incertezas e a gestão de riscos: Simulação Monte Carlo (SMC), Valor em Risco (VaR), Valor em Risco Condicional (CVaR), Otimização Estocástica e Teoria das Opções Reais;
- Formular o problema da otimização e gestão de riscos da contratação de demanda de potência e de energia elétrica, bem como do momento para realização da compra energia;
- Aplicar o modelo de otimização para definição do perfil ótimo de demanda de potência e de consumo de energia elétrica, pretendendo a minimização dos custos e riscos do consumidor, considerando como incertezas a demanda de potência ativa, o consumo de energia elétrica e o preço de liquidação das diferenças (PLD);
- Avaliar a eficácia do modelo e qualidade dos resultados.

1.3 REVISÃO DE LITERATURA

No contexto da contratação de energia e demanda de potência, é possível encontrar diversos trabalhos com metodologias aplicadas às distribuidoras ou a agentes comercializadores, mas estudos relacionados à contratação pelo consumidor final são restritos na literatura.

Na pesquisa de Both (2011) buscou-se a redução de custos com a fatura de energia elétrica para um grande consumidor industrial cujo objetivo foi determinar o valor ótimo da demanda de potência a ser contratada mensalmente em uma empresa do setor calçadista, enquadrada na modalidade tarifária verde.

No estudo de Bittencourt (2011) foi desenvolvida uma metodologia para determinação do nível ótimo de contratação de energia elétrica de um grande consumidor, levando em consideração o seu perfil de consumo e o risco à compra de energia no mercado de curto prazo (MCP), baseando-se na Simulação de Monte Carlo (SMC) e nas ferramentas de análise sob risco Valor do Risco (VaR) e o Valor Condicional do Risco (CVaR) para a definição da quantidade de energia a ser contratada pelo consumidor no Mercado Livre.

No artigo elaborado por Carlos, Lima e Ochoa (2013) é apresentada uma metodologia de previsão de cenários futuros baseada em um modelo estatístico autorregressivo que busca auxiliar grandes consumidores a estabelecer sua contratação de energia elétrica.

A pesquisa conduzida por Lima (2015) apresentou um modelo de otimização estocástica na contratação de energia elétrica, por meio da previsão dos valores da demanda de potência e do consumo de energia baseado no modelo Autorregressivo-Integrado de Médias Móveis Sazonal (SARIMA).

Já Bittencourt (2016), em sua dissertação, propôs uma metodologia que envolve simulação de cenários futuros de demanda máxima de potência e energia total consumida e otimização estocástica dos cenários simulados para definir o melhor contrato com emprego do CVaR como medida de risco para o problema de otimização.

O trabalho de Santos (2020) propôs uma metodologia de contratação de energia elétrica e demanda de potência que visa a minimização dos custos de um grande consumidor cujo método empregado é composto por previsões dos valores futuros do consumo de energia e potência com o modelo SARIMA e a solução do

problema da contratação de energia no Mercado Cativo e no Mercado Livre, por meio do uso de modelos de otimização que minimizam os custos do consumidor.

No contexto da determinação do melhor momento para realizar a compra de energia no Mercado Livre de modo a auxiliar a tomada de decisão, visando a minimização dos custos do consumidor, os estudos relacionados à utilização da Teoria das Opções Reais (TOR) são poucos relacionados à área de Engenharia Elétrica, podendo encontrar trabalhos com aplicações na área de Mineração, Indústria do Petróleo, Gás Químico, além da grande aplicação na área financeira.

A dissertação realizada por Fenolio (2009) apresentou como objetivo a aplicação da Teoria de Opções Reais à flexibilidade gerencial de adiamento de um projeto de uma pequena central hidrelétrica (PCH), almejando mostrar que a opção de adiar ou antecipar o investimento na construção de uma PCH gera valor para o empreendedor, pois sinaliza o momento favorável de preços para vender energia.

Arantes (2010) avaliou um projeto de investimento em telecomunicações por meio do desenvolvimento de um modelo complementar de análise da técnica do valor presente líquido (VPL) com incorporação de variáveis estratégicas, utilizando a Teoria das Opções Reais combinada às ferramentas do fluxo de caixa descontado, Simulação Monte Carlo e o modelo binomial.

Já Brandão (2010) desenvolveu uma aplicação da Teoria de Opções Reais em uma análise de investimento para expansão de uma distribuidora de energia elétrica com objetivo de avaliar o impacto da escolha do método de obtenção da volatilidade e a definição da relevância dessa escolha no resultado da avaliação de projetos, almejando-se o melhor momento para o início do projeto.

Em seu trabalho, Fabrini (2011) apresentou a aplicação da metodologia de opções reais à análise de investimentos na expansão do sistema de distribuição de energia elétrica com objetivo de incorporar à tradicional avaliação de investimentos, as incertezas presentes no ambiente de tomada de decisão e as flexibilidades gerenciais associadas a um projeto.

O artigo elaborado por Lindemeyer e Rochman (2019) teve por objetivo a aplicação da Teoria de Opções Reais na avaliação da reconstrução de quatro usinas eólicas, cuja energia seria destinada ao Mercado Livre, e assim verificar se as opções embutidas no complexo eólico geravam valor ao acionista.

Marques, Bastian-Pinto e Brandão (2020) apresentaram um tutorial para a modelagem de malha binomial de opções reais a partir do fluxo de caixa de projetos.

Todos estes trabalhos esclareceram questões importantes acerca das técnicas utilizadas, bem como possibilitaram direcionar a pesquisa a qual essa dissertação irá atuar.

Os trabalhos de Santos (2020), Bittencourt (2016) e Lima (2015) foram as principais referências utilizadas para a formulação do modelo de otimização estocástica da demanda máxima de potência e da energia elétrica total a serem contratadas com minimização dos custos. O presente trabalho, para definir o perfil ótimo de contratação visando reduzir os custos do consumidor, utilizará incertezas na demanda, no consumo e no PLD, diferentemente dos trabalhos anteriores, que utilizam menos parâmetros incertos no processo de otimização.

Já os trabalhos de Fabrini (2011), Brandão (2010) e Arantes (2010) foram as principais referências utilizadas na elaboração da modelagem matemática do modelo binomial. O presente trabalho para determinar o momento ótimo para realizar a compra de energia elétrica, visando redução dos custos, aplicará a Teoria das Opções Reais (TOR) no Mercado Livre, diferentemente dos trabalhos anteriores os quais utilizaram TOR em outras aplicações.

A Tabela 1 apresenta um quadro comparativo dos trabalhos anteriormente discutidos que estão relacionados à formulação e à modelagem de contratação ótima de demanda de potência e energia elétrica, bem como do momento ótimo para realização da compra de energia. As colunas em azul comparam os trabalhos relacionados à Otimização Estocástica com Aversão ao Risco, já as colunas em rosa comparam os trabalhos voltados à Teoria das Opções Reais. Por fim, em verde é apresentada a proposta desta dissertação, que atuará no Mercado Cativo uma vez que determinará o valor ótimo de demanda de potência ativa a ser contratada, bem como no Mercado Livre, visto que definirá o valor ótimo de energia elétrica a ser contratado, ambos parâmetros por meio da Otimização Estocástica com Aversão ao Risco com a utilização de métricas de risco CVaR e da consideração da demanda de potência, consumo de energia e PLD como variáveis incertas, que terão cenários gerados por meio da Simulação Monte Carlo. Já na determinação do momento ótimo para realizar a compra de energia, será utilizada a Teoria das Opções Reais na construção das árvores binomiais.

Tabela 1: Quadro comparativo de revisão de literatura

	Proposta	Otimização Estocástica						Teoria das Opções Reais					
		Both (2011)	Bittencourt (2011)	Ochoa et al. (2013)	Lima (2015)	Bittencourt (2016)	Santos (2020)	Fenolio (2009)	Arantes (2010)	Brandão (2010)	Fabrini (2011)	Lindemeyer (2019)	Marques et al(2020)
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO													
Mercado Cativo – ACR													
Mercado Livre – ACL													
VARIÁVEIS DE OTIMIZAÇÃO													
Energia Elétrica													
Potência Ativa													
VARIÁVEIS INCERTAS													
Consumo de Energia													
Demanda de Potência													
Preço Spot - PLD													
MODALIDADE TARIFÁRIA													
Modalidade Verde													
Modalidade Azul													
TÉCNICAS DE GERAÇÃO DE CENÁRIOS													
Simulação Monte Carlo													
Séries Temporais - SARIMA													
TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO													
Formulação Estocástica													
Formulação Determinística													
TÉCNICAS PARA GESTÃO DE RISCOS													
VaR													
CVaR													
TÉCNICAS PARA DEFINIÇÃO DO MOMENTO DE CONTRATAÇÃO													
TOR – Modelo Binomial													
SMC – Simulação Monte Carlo													

Fonte: Autor (2022)

Legenda:

	Proposta desta Dissertação
	Referências de Otimização Estocástica
	Referências de Teoria das Opções Reais

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A estrutura da presente dissertação está definida por seis capítulos, sendo o primeiro introdutivo, o qual é utilizado tanto para fornecer um panorama geral do problema quanto apresentar a justificativa, os objetivos, a revisão de literatura e a estruturação da dissertação.

No capítulo 2, são apresentadas características do Ambiente de Contratação Regulada, comumente chamado de Mercado Cativo, bem como o Ambiente de Contratação Livre, habitualmente chamado de Mercado Livre.

Uma sessão teórica relacionada à gestão de riscos e técnicas de otimização é mostrada no capítulo 3, onde serão discutidos a Simulação Monte Carlo, Valor em Risco e Valor em Risco Condicional, Otimização Estocástica, Teoria das Opções Reais e a utilização do software Excel para executar os processos de otimização propostos.

O capítulo 4 explica a metodologia da dissertação contendo toda formulação matemática e modelagem desenvolvida para a otimização da demanda de potência ativa e de energia elétrica a serem contratadas, bem como do momento ótimo de compra de energia no Mercado Livre.

Os resultados das simulações e análises são relatados no capítulo 5.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões gerais do trabalho e aplicabilidade dos resultados obtidos, além de propostas para pesquisas futuras.

Por fim, o capítulo 7 traz todas as referências utilizadas na pesquisa e dissertação.

2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O setor de energia elétrica no Brasil passou por grandes mudanças ao longo do tempo. A primeira delas foi a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), criada para regular o setor elétrico brasileiro por meio da Lei n.º 9.427/1996 e do Decreto n.º 2.335/1997. Na sequência, ocorreu a privatização de empresas de geração e distribuição de energia elétrica mediante a Lei n.º 9.427 de dezembro de 1996, que tinha por objetivo estabelecer a exploração dos potenciais hidráulicos de geração por meio de leilões de energia.

Em 2004 ocorreu a instituição de um novo modelo do setor elétrico por meio do decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, que tinha por objetivos o estabelecimento de métricas consistentes para garantir o suprimento de energia com segurança, onde era pressuposto um serviço adequado e acessível a todos os usuários. Além disso, a reforma do setor elétrico brasileiro instituiu os dois atuais modelos de contratação de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou comumente denominado como Mercado Cativo e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou habitualmente designado como Mercado Livre, dos quais participam geradoras, comercializadoras, distribuidoras, importadores, exportadores, consumidores livres e especiais, produtores independentes, entre outros.

O sistema elétrico brasileiro (SEB) é, portanto, dividido em grandes segmentos que compõem toda a cadeia de energia do país. No final dessa cadeia encontram-se os consumidores, que podem atuar em dois ambientes de contratação de energia, o Mercado Cativo e o Mercado Livre. No Mercado Cativo, os consumidores realizam a contratação de energia diretamente com a concessionária local de distribuição. Já o Mercado Livre é o segmento no qual o consumidor pode escolher o seu fornecedor de energia. Na sequência, serão apresentados os principais pontos de ambos os ambientes de contratação de energia.

2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR) – MERCADO CATIVO

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou Mercado Cativo é o segmento no qual os consumidores compram energia elétrica diretamente das concessionárias de distribuição às quais estão vinculados. Nele, as distribuidoras contratam energia das usinas geradoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de leilões realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e repassam aos consumidores cativos que estão dentro da sua área de concessão (Santos, 2020).

No Mercado Cativo, o suprimento de energia é realizado por meio do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrado entre o consumidor e a distribuidora local. As tarifas aplicadas à fatura de energia são fixadas e reguladas pela ANEEL e são compostas pelos custos da compra, transmissão e distribuição da energia, além dos encargos setoriais. Os valores das tarifas são reajustados anualmente e não podem ser negociados pelos consumidores.

Além disso, em períodos de seca o nível dos reservatórios das hidrelétricas fica mais baixo, sendo necessário acionar termelétricas para garantir o suprimento de energia no país, o que eleva os custos de geração de energia. Consequentemente, esse custo é repassado aos consumidores cativos por meio das bandeiras tarifárias, que, por intermédio de suas cores, indicam os valores adicionais em função das condições de geração. Os procedimentos comerciais para aplicação das bandeiras estão contidos na Resolução Normativa n.º 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e os valores para o período de julho de 2022 a junho de 2023 são (ANEEL, 2022):

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,99 para cada 100 kWh consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 6,50 a cada 100 kWh consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 9,79 a cada 100 kWh consumidos;

- Bandeira preta: condições de escassez hídrica. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 14,20 a cada 100 kWh consumidos.

Desta forma, o consumidor cativo utiliza a energia da distribuidora e paga mensalmente uma fatura que inclui os custos da geração, transmissão e distribuição, além das bandeiras tarifárias aplicadas em períodos de crise hídrica.

Os consumidores no Mercado Cativo estão divididos em grupos, subgrupos, e modalidades tarifárias, conforme publicado na Resolução Normativa ANEEL n.º 414, de setembro de 2010 (ANEEL, 2010), a qual foi substituída pela Resolução Normativa ANEEL n.º 1.000 de 2021, que trouxe atualizações nas condições gerais de fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2021).

- Grupo A: Atendimento em alta e média tensões (a partir de 2,3 kV), ou pelo sistema subterrâneo de distribuição, subdividido em 6 subgrupos:

A1: tensão de fornecimento a partir de 230 kV;

A2: tensão de fornecimento entre 88 kV e 138 kV;

A3: tensão de fornecimento de 69 kV;

A3a: tensão de fornecimento entre 30 kV e 44 kV;

A4: tensão de fornecimento entre 2,3 kV e 25 kV;

AS: tensão de fornecimento até 2,3 kV e sistema de distribuição subterrâneo.

- Grupo B: Atendimento em baixa tensão (até 2,3 kV), subdividido em 4 subgrupos:

B1: Consumidor residencial;

B2: Consumidor rural;

B3: Comércio ou indústrias de pequeno porte;

B4: Iluminação pública.

Os consumidores do grupo A são caracterizados pela tarifa binômia, em que a cobrança é realizada separadamente pelo consumo de energia e pela demanda de potência. Já os consumidores do grupo B são caracterizados pela tarifa monômia, a qual considera apenas o consumo de energia independentemente da demanda de potência.

Os consumidores enquadrados no grupo A estão submetidos às modalidades tarifárias verde e azul. Já os consumidores do grupo B estão vinculados às modalidades branca e convencional. Modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência, definidas de acordo com o grupo tarifário em que o consumidor está classificado. Entender qual a modalidade tarifária mais adequada à empresa é essencial para otimizar os custos da fatura de energia elétrica:

- a) Verde: Caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, e uma única tarifa de demanda;
- b) Azul: Caracterizada por tarifas de consumo e de demanda de acordo com o horário de utilização da energia no dia;
- c) Tarifa Branca: Caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia;
- d) Tarifa Convencional: Tarifa única de consumo de energia independente das horas de utilização do dia.

A Tabela 2 resume as características dos grupos e modalidades tarifárias. Vale salientar que essas classificações são válidas tanto para as unidades consumidoras vinculadas ao Mercado Cativo quanto para as associadas ao Mercado Livre.

Tabela 2: Características dos grupos tarifários

GRUPOS TARIFÁRIOS			
GRUPO A Alta e Média Tensões		GRUPO B Baixa Tensão	
Subgrupos	Tensão $\geq 2,3$ kV	Subgrupos	Tensão $< 2,3$ kV
A1	Superior a 230 kV	B1	Classe residencial
A2	88 a 138 kV	B2	Classe rural
A3	69 kV	B3	Outras classes: industrial, comercial, poder público.
A3a	30 a 44 kV		
A4	2,3 a 25 kV		
AS	Subterrâneo	B4	Iluminação pública
Modalidades Tarifárias		Modalidades Tarifárias	
Verde e Azul - Binômia		Branco e Convencional - Monômia	

Fonte: ANEEL (2022)

O consumidor associado ao Mercado Cativo fica exposto a vantagens e desvantagens inerentes deste ambiente de contratação de energia, dentre as quais:

➤ **Vantagens do Mercado Cativo**

- Funcionamento simples com pagamento mensal de uma única fatura vinculada ao Contrato de Energia e do Uso do Sistema de Distribuição (CCEAR);
- Ambiente menos burocrático, sem necessidade de interface com órgãos reguladores, tão pouco contratação adicional ou venda de energia ao fim do ciclo de faturamento, além de não ser necessário realizar a previsão de consumo a ser contratado.

➤ **Desvantagens do Mercado Cativo**

- Predomina-se o monopólio, e o consumidor fica sujeito às regras definidas pela ANEEL sem poder de negociar suas tarifas;
- O consumidor deve acatar o reajuste anual da tarifa estipulado pela ANEEL;
- Impacto das bandeiras tarifárias vinculadas às condições climáticas, o que gera mais custos para as empresas;
- O valor da tarifa de energia (TE) é consideravelmente mais alto em horário de ponta, compreendido entre 18 e 21 horas;
- Dificuldade de previsão orçamentária devido aos reajustes anuais da tarifa de energia (TE) e da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) definidos pela ANEEL.

Mediante as muitas desvantagens associadas ao Mercado Cativo, as empresas têm enxergado a migração para o Mercado Livre como uma forma de reduzir os custos com energia elétrica e ter uma previsão orçamentária mais assertiva.

2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) – MERCADO LIVRE

Em oposição ao ACR, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Mercado Livre é o segmento em que os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores, alternativamente ao suprimento da concessionária local. Nele, é possível negociar o preço da energia diretamente com os agentes geradores e comercializadores, e contratar o que melhor convir à estratégia da empresa.

No Mercado Livre, a energia é disponibilizada aos consumidores por agentes comercializadores, importadores, autoprodutores, geradores e por cessão de excedentes com outros consumidores livres e especiais cadastrados como agentes na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com os quais podem-se efetuar contratos de compra de energia incentivada e/ou convencional. As fontes incentivadas são provenientes de usinas eólicas, solares, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas com potência inferior ou igual a 300 MW. O preço deste tipo de energia é geralmente mais alto, porém o impacto ambiental é menor devido à sua origem, e por isso há incentivos tarifários para a aquisição de energia proveniente destas fontes. Já usinas hidrelétricas de grande porte e usinas termelétricas com potência instalada acima de 300 MW são as fontes mais comuns de energia convencional, motivo pelo qual o preço negociado é menor em comparação ao preço da energia incentivada (Bittencourt, 2016).

Os consumidores que adquirem energia de fontes incentivadas têm direito à redução entre 50% e 100% na tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão (TUSD/TUST). O percentual do desconto depende da data de homologação da outorga ou do registro do empreendimento na ANEEL e do tipo de fonte de geração. Essa medida é um incentivo econômico para o desenvolvimento das fontes renováveis no Brasil (Bittencourt, 2016).

Para definir que tipo de energia comprar, o potencial consumidor livre deve realizar uma análise de viabilidade financeira, ou solicitá-la a uma empresa de consultoria deste seguimento. O preço do megawatt-hora (MWh) varia de acordo com o tipo de energia, com o desconto repassado, com o perfil de consumo da unidade e com a concessionária de energia a que o consumidor está ligado.

Ao realizar a migração para o Mercado Livre, as empresas devem firmar dois novos contratos para suas instalações, um para a compra da energia chamado de Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) que é negociado com a

geradora ou comercializadora, e outro pelo serviço de distribuição chamado de Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), firmado junto à distribuidora local com condições fixas. Por este motivo, o consumidor associado ao Mercado Livre paga mensalmente duas faturas vinculadas a estes contratos.

Devido ao CUSD, a distribuidora local se mantém responsável pela entrega da energia, cabendo-lhe os custos referentes ao serviço de transmissão e distribuição com devida aplicação dos descontos, caso a energia consumida seja proveniente de fontes renováveis. Os encargos, a transmissão e distribuição são custos regulados e não podem ser negociados. Além disso, o consumidor ainda se mantém responsável pelo pagamento da demanda de potência à concessionária local de acordo com sua modalidade, subgrupo e grupo, cuja tarifa é definida pela ANEEL.

Enquanto o valor pago pela rede da distribuidora tem preço regulado, a compra da energia com os fornecedores pode ser livremente negociada, incluindo o preço, o prazo, o volume de energia e as condições de pagamento, por isso quanto mais longos forem os contratos CCVEE, melhores serão as condições de negociação. O planejamento estratégico é importante, pois ele determinará a elaboração de um bom contrato com a definição dos montantes a serem adquiridos e alguma flexibilidade no consumo, de forma a mitigar os riscos financeiros gerados nas operações de liquidações de energia atreladas ao preço do PLD, valor definido pela CCEE para o mercado de curto prazo.

O consumo de uma quantidade de energia diferente da contratada é possível, porém devido às incertezas e variações que o PLD pode sofrer em um curto período, é aconselhável não ficar exposto ao seu valor, ainda que haja possibilidades de lucro. Vale salientar que somente montantes consumidos fora do estipulado em contrato são liquidados com base no PLD devendo ocorrer no mês vigente, pois caso a compra não seja realizada no MCP e o montante liquidado na CCEE, é aplicada uma multa no balanço anual devido à ausência de lastro, o que eleva os gastos do consumidor.

O Mercado Livre tem sido apontado como uma solução para reduzir custos com energia, pois possibilita a empresa atuar de forma mais previsível e flexível na contratação de sua energia, adequando à sazonalidade de seu consumo e contribuindo com um padrão sustentável e responsável com o meio ambiente, além de se tornar mais competitiva, aumentando a eficiência econômica e a produtividade do negócio. As principais vantagens e desvantagens associadas ao Mercado Livre de Energia são:

➤ **Vantagens do Mercado Livre**

- Redução dos custos, devido aos melhores preços de energia em relação ao Mercado Cativo e aos incentivos tarifários em relação à TUSD e TUST;
- Liberdade na definição do fornecedor de energia e nas negociações dos preços, montantes, prazos, forma de pagamento e todos os outros fatores ligados à contratação, favorecendo o poder de escolha e condições mais competitivas;
- Contratos negociados bilateralmente entre as partes, com possibilidade de incluir flexibilidade na contratação dos volumes de energia adequada ao perfil de consumo e à sazonalidade do processo produtivo de cada empresa, podendo ser firmados em curto, médio e longo prazos;
- O preço de energia não sofre aumento no horário de ponta, diferentemente do Mercado Cativo. Com isso, a operação da empresa pode ocorrer livremente, o que proporciona aumento da produtividade;
- Melhor previsão orçamentária, pois os preços de energia são negociados na contratação, sofrendo apenas reajustes inflacionários previamente acordados;
- Ambiente de contratação sem impacto de bandeiras tarifárias definidas pela ANEEL que indicam o aumento dos custos com geração de energia e são repassados aos consumidores cativos;
- Sustentabilidade, visto que, para determinados contratos, o fornecimento de energia ocorre exclusivamente por meio de fontes limpas e renováveis, tais como eólica, solar, biomassa ou de pequenas centrais hidrelétricas.

➤ **Desvantagens do Mercado Livre**

- Funcionamento mais complexo e burocrático, sendo necessária a constante interface com a CCEE;
- Pagamento mensal de duas faturas vinculadas aos contratos de energia (CCVEE) e do uso do sistema de distribuição (CUSD);

- Necessidade mensal de contratação adicional ou venda de energia ao fim do ciclo de faturamento no mercado de curto prazo (MCP), com base no PLD;
- Necessidade de uma previsão de consumo assertiva para que não seja efetuada a compra diferente do que a empresa necessita, o que pode ocasionar imprevistos e gastos desnecessários.

Mediante as muitas vantagens associadas ao Mercado Livre, as empresas têm enxergado a migração para este ambiente, uma forma de reduzir os custos com energia elétrica e ter uma previsão orçamentária mais assertiva.

O Mercado Livre de Energia está em constante discussão e evolução, e a elegibilidade para a migração que é associada à demanda contratada da unidade consumidora tem sido facilitada ano a ano.

Conforme foi estabelecido pela Portaria 514/18 (MME, 2018), os consumidores poderiam optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do Sistema Interligado Nacional (SIN), desde que possuíssem carga igual ou superior a 2.500 kW a partir de 1º de julho de 2019 e, sequencialmente, a partir de 1º de janeiro de 2020 com carga igual ou superior a 2.000 kW atendidos em qualquer tensão.

Já em 2019, a Portaria 465/2019 (MME, 2019) estabeleceu novos limites e foi definido um cronograma para redução dos requisitos para ter a opção de ser um consumidor livre: A partir de 1º de janeiro de 2021 para consumidores com carga igual ou superior a 1.500kW, a partir de 1º de janeiro de 2022 para consumidores com carga igual ou superior a 1.000kW, a partir de 1º de janeiro de 2023 para consumidores com carga igual ou superior a 500kW, todos para qualquer nível de tensão, podendo adquirir energia de qualquer fonte.

Atualmente, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Resolução Normativa 50/2022 (MME, 2022) em que regulamenta que a partir de 1º de janeiro de 2024 todos os consumidores atendidos com tensão igual ou superior a 2,3 kV (grupo A) poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN. Já os consumidores com carga individual inferior a 500 kW poderão ser representados por agentes varejistas perante a CCEE.

Essa mudança, além de promover a competitividade no mercado ao permitir o acesso a outros fornecedores além da distribuidora, traz maior autonomia e liberdade ao consumidor que poderá escolher o seu fornecedor de energia. A nova regulamentação foi bem aceita entre os agentes, promovendo grandes expectativas para o consumidor que poderá ser mais autônomo e optar pelo melhor produto de acordo com seu perfil de consumo e com mais variedade em relação a preços, possibilitando assim mais economia. Além disso, a concorrência tende a proporcionar preços mais interessantes, melhorando a eficiência do setor elétrico.

A Figura 1 apresenta o fluxo que sintetiza a elegibilidade para associação de um consumidor ao Mercado Livre de Energia, conforme publicado pelo MME por meio da Resolução Normativa 50/2022 (MME, 2022).



Figura 1: Fluxo para elegibilidade para migração ao Mercado Livre de Energia

Fonte: Autor (2022)

Conforme evidenciado uma constante evolução, a tendência natural é para uma abertura total do segmento que permitirá o acesso de todos os consumidores de energia elétrica ao Mercado Livre. Esta iniciativa está alinhada com a modernização do setor e com a premissa do MME de ter o consumidor como protagonista. Portanto, para a anos seguintes o tema será discutido em consulta pública específica para tratamento dos consumidores de baixa tensão. Vale reiterar que a presente resolução que regulamenta os valores de demanda que dão elegibilidade para migração ao Mercado Livre de Energia é a de número 50, de 27 de setembro de 2022 (MME, 2022). É sugerido ao leitor consultar a portaria vigente para verificar o cenário de elegibilidade de migração no ato da leitura desta dissertação para ter a informação mais atualizada.

Para concluir a discussão entre Mercado Cativo e Mercado Livre, a Tabela 3 apresenta as principais características destes ambientes de contratação de energia

elétrica. Vale enfatizar que as regras de ambos os mercados são definidas pela ANEEL e todos os contratos de energia são contabilizados mensalmente pela CCEE.

Tabela 3: Características do Mercado Cativo e Mercado Livre de Energia

	MERCADO CATIVO	MERCADO LIVRE
Participantes	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais
Fornecedor	Distribuidora local	Gerador ou Comercializadoras
Preço da Energia	Tarifas reguladas pela ANEEL	Preços acordados entre as partes
Preço do Transporte	Tarifas reguladas pela ANEEL	Tarifas reguladas pela ANEEL
Tipo de Contrato	CCEAR	CCVEE + CUSD
Reajuste	Determinado pela ANEEL	Acordado entre as partes
Prazo Contratual	Estabelecido pela ANEEL	Acordado entre as partes
Volume	De acordo com o consumo	Acordado entre as partes
Distribuição	Concessionária local	Concessionária local
Bandeira Tarifária	Sim	Não
Tarifa de energia e Preço de Contrato Bilateral em HP	TE: Mais alta	PCB: Constante
	TUSD – TUST: Mais alta	TUSD – TUST: Mais baixa

Fonte: Autor (2022)

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo explanou o conteúdo teórico sobre o mercado brasileiro de energia, de modo que foram apresentados os conceitos do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) chamado de Mercado Cativo, bem como do Ambiente de Contratação Livre (ACL) chamado de Mercado Livre.

Neste contexto, foram apresentadas as características, peculiaridades, vantagens, desvantagens e funcionamento destes ambientes de comercialização de energia elétrica, além da divisão das unidades consumidoras em grupos e modalidades tarifárias definidas pela ANEEL. O entendimento destes conceitos se faz necessário, pois os processos de otimização propostos nesta dissertação serão aplicados a consumidores do grupo A em modalidades tarifárias verde e azul e associados ao Mercado Livre de Energia.

3 OTIMIZAÇÃO E GESTÃO DE RISCOS DE CONSUMIDORES LIVRES

Conforme apresentada na seção 1.2, esta pesquisa tem por objetivo desenvolver uma metodologia de gestão de riscos e contratação ótima de demanda de potência ativa e de energia elétrica, bem como de determinação do melhor momento para a compra de energia e realização do contrato no Mercado Livre, visando minimizar os custos e riscos do consumidor, de modo a contribuir para tomadas de decisões mais assertivas. Neste contexto, as técnicas matemáticas utilizadas nesta dissertação para mitigação dos riscos e minimização dos custos energéticos são: Simulação Monte Carlo (SMC), Valor em Risco (VaR), Valor em Risco Condicional (CVaR), Otimização Estocástica com Aversão ao Risco e Teoria das Opções Reais (TOR), as quais serão apresentadas na sequência.

3.1 SIMULAÇÃO MONTE CARLO (SMC)

A Simulação Monte Carlo (SMC), também conhecida como Método de Monte Carlo, é uma técnica matemática que, por meio de uma série de cálculos de probabilidade, estima os possíveis resultados de um evento futuro e incerto através da geração aleatória de números atribuídos às variáveis do sistema que está sendo representado. Durante o método, a SMC calcula os resultados sucessivamente cada vez usando um conjunto diferente de números aleatórios entre os valores mínimo e máximo para gerar muitos resultados prováveis cujos valores possuem tendência e probabilidade de ocorrência, e, portanto, uma distribuição de probabilidade (Raychaudhuri, 2008).

A SMC foi criada por John von Neumann e Stanislaw Ulam em 1949 e tornou-se uma poderosa ferramenta utilizada para melhorar a tomada de decisão em condições incertas, auxiliando na avaliação do impacto dos riscos nos cenários.

Com aplicações em estimações dos preços de ações, previsões de vendas e precificação de ativos, o método também é comum em análises de mercado, sendo muito usada por exemplo, para se estimarem resultados futuros de projetos e avaliar os riscos do investimento. A simulação não garante acertos totais, mas permite a previsão de possíveis cenários de modo a possibilitar a identificação de estratégias para mitigar os riscos.

O processo de uma Simulação Monte Carlo baseia-se essencialmente nas seguintes etapas (Raychaudhuri, 2008):

- a) Definição das variáveis aleatórias e coleta de dados históricos ou por meio de amostragem estatística;
- b) Definição da distribuição de probabilidades das variáveis estocásticas a serem simuladas;
- c) Geração dos números aleatórios em uma amostra suficientemente grande que reflita a confiança desejada;
- d) Realização da análise estatística dos resultados obtidos.

Para realizar a geração dos cenários, a SMC, com base em um conjunto de valores de entrada fixos, estima um conjunto de resultados possíveis para as variáveis incertas, usando suas distribuições de probabilidade. Este trabalho utilizará incertezas na demanda de potência ativa, no consumo de energia elétrica e no PLD:

- Demanda de potência ativa é um parâmetro calculado por meio da média das potências solicitadas pela carga instalada em operação no sistema elétrico. A média é registrada a cada intervalo de 15 minutos. A demanda faturada na conta de energia é o maior valor entre o contratado e o registrado no ciclo de leitura, sendo expressa em quilowatts (kW) ou megawatts (MW);
- Consumo de energia representa a quantidade de energia elétrica utilizada em um determinado período. Este valor pode variar conforme a potência dos equipamentos e a quantidade de tempo em que permanecem ligados, sendo expresso em quilowatt-hora (kWh) ou megawatt-hora (MWh);
- O preço de liquidação das diferenças (PLD) é uma variável do mercado de energia utilizada para as contratações de curto prazo e para referência nas negociações de médio e longo prazos. Estabelecido por valores mínimos e máximos determinados pela ANEEL, seu valor é calculado por meio de modelos matemáticos e estatísticos Newave, Decomp e Dessem, de forma a otimizar o custo de energia, visando a segurança no fornecimento.

3.2 VALOR EM RISCO (VaR) E VALOR EM RISCO CONDICIONAL (CVaR)

O *Value at Risk* ou Valor em Risco (VaR) é uma medida de risco que fornece o valor da maior perda esperada dentro de um horizonte de tempo considerado, a um nível de confiança especificado “ α ”, conforme o perfil ou grau de aversão ao risco. O VaR pode ser traduzido como a quantia que separa os $(100-\alpha)\%$ piores cenários dos $\alpha\%$ melhores em uma dada distribuição de probabilidade. Um VaR de 95% significa que existem 5% de probabilidade de as perdas excederem o indicado no prazo para o qual foi calculado (Uryasev, 2011).

O VaR é um procedimento necessário, mas não suficiente para o controle do risco. Neste contexto, o *Conditional Value at Risk* ou Valor em Risco Condicional (CVaR) surgiu como alternativa por ter a capacidade de capturar os cenários mais adversos, pois indica uma perda média que excede o VaR, permitindo assim uma análise mais precisa de exposição ao risco. Por este motivo, sua aplicabilidade se estendeu rapidamente à gestão de risco e otimização (Uryasev, 2011).

O parâmetro λ representa o peso para o CVaR e determina a ponderação entre valor esperado (VE) e o CVaR. Já o complemento $(1 - \lambda)$ representa o peso dado ao VE das séries que excedem o VaR. Variando de 0 a 1, valores próximos a 1 denotam perfis fortemente avessos ao risco. Em contrapartida, λ próximos a 0 representam perfis neutros ao risco. Aumentando-se λ é possível gerar soluções com baixa variabilidade, mas com custos esperados elevados. Em adição, o parâmetro α define o nível de confiança da medida de risco CVaR e, como baseado em Rockafellar e Uryasev (2010), considera-se $\alpha = 95\%$. A Figura 2 ilustra os valores VaR e CVaR em uma distribuição de probabilidade.

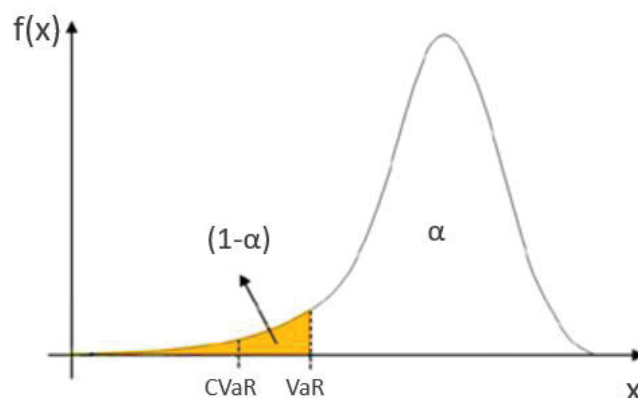


Figura 2: Representação do VaR e CVaR

Fonte: Bittencourt (2016)

3.3 OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA

Problemas de otimização tentam resolver de forma eficiente situações reais por meio de modelos matemáticos e comumente estão associados a parâmetros incertos. Diferentemente do modelo determinístico, que permite calcular a solução ótima para cada um dos cenários separadamente, o modelo estocástico é apropriado quando se tem parâmetros incertos e considera o conjunto de todos os cenários simultaneamente, cada um com uma probabilidade de ocorrência associada. Desta forma, a programação estocástica é uma importante ferramenta para lidar com problemas de otimização sob incertezas. O procedimento básico da otimização estocástica sob incertezas é ilustrado com o modelo linear a seguir (Carrión, 2007).

$$\min C^T \cdot x \quad (1)$$

$$s. a \quad Ax \leq b \quad (2)$$

$$x \geq 0 \quad (3)$$

onde C e A são parâmetros determinísticos e b é um vetor aleatório com função de distribuição acumulada marginal conhecida.

Adicionalmente ao modelo básico, há o modelo de otimização estocástica de dois estágios, onde as variáveis de primeiro estágio devem ser decididas antes da realização de incertezas. As variáveis de segundo estágio são utilizadas como medidas de correção contra qualquer inviabilidade que tenha surgido após a realização de incertezas. A formulação desse modelo é apresentada a seguir (Carrión, 2007).

$$\min C^T \cdot x + E[Q(x, \varepsilon)] \quad (4)$$

$$s. a \quad Ax \leq b \quad (5)$$

$$x \geq 0 \quad (6)$$

onde $Q(x, \varepsilon)$ é o valor ótimo do problema de segundo estágio.

$$\min q^T \cdot y \quad (7)$$

$$s. a \quad Wy \leq h - Tx \quad (8)$$

$$y \geq 0 \quad (9)$$

onde x é o vetor das variáveis de decisão de primeiro estágio, C , A e b são os dados associados ao problema de primeiro estágio, y é o vetor das variáveis de decisão de segundo estágio e $\varepsilon = (q, T, W, h)$ contém os dados para o problema de segundo estágio, que podem ser representados por variáveis aleatórias com distribuição de probabilidade conhecidas (Carrión, 2007).

Nesta modelagem, as variáveis do problema são divididas em dois conjuntos, onde as variáveis de decisão de primeiro estágio devem ser determinadas antes de se conhecer o valor das variáveis aleatórias. No primeiro estágio deve ser tomada a decisão do vetor x antes da realização das incertezas representadas por ε conhecido. Além disso, é realizada a minimização do custo $C^T x$ mais o valor esperado do custo de segundo estágio. Após a realização dos eventos aleatórios, determinam-se as variáveis de decisão de segundo estágio, que são ações corretivas tomadas para adaptar ou finalizar as decisões tomadas no primeiro estágio, de acordo com a observação dos eventos aleatórios. Além disso, com as informações ε já disponíveis, é tomada a decisão sobre o valor do vetor y compensando qualquer decisão inadequada tomada no primeiro estágio (Carrión, 2007).

Em linhas gerais, o objetivo desta formulação é identificar uma solução de primeiro estágio que seja equilibrada diante de todas as possíveis realizações das variáveis aleatórias.

Os problemas de programação estocástica têm incorporado medidas de risco com objetivo principal de controlar a variabilidade do custo total esperado. Neste âmbito, a Otimização Estocástica com Aversão ao Risco refere-se à adoção de medidas de controle de risco de modo a combinar o valor esperado e a dispersão do custo total esperado (Alonso-Ayuso et al., 2014).

De acordo com Rockafellar e Uryasev (2010), o modelo de otimização estocástica que visa a minimização dos custos incorporado ao mecanismo de aversão ao risco CVaR é apresentado nas equações a seguir.

$$\min \left[(1 - \lambda) \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} C_{s,t} + \lambda \left(z + \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \frac{\delta}{1 - \alpha} \right) \right] \quad (10)$$

s.a:

$$\delta \geq C_{s,t} - z \quad \forall s, t \quad (11)$$

$$\delta \geq 0 \quad \forall s, t \quad (12)$$

Onde,

$C_{s,t}$ é o custo referente ao faturamento da demanda no mês t , (R\$);

δ é a variável auxiliar que representa os valores de custos acima do VaR no período de análise (R\$);

z é a variável auxiliar que atinge o VaR da distribuição de custos no mês t , (R\$);

S é a variável que representa o número total de cenários para o problema;

α é o parâmetro de aversão ao risco que define o nível de confiança da medida de risco CVaR ($\alpha = 95\%$);

λ é a variável que determina a ponderação entre valor esperado VE e CVaR, sendo $0 \leq \lambda \leq 1$.

Na solução ótima, a variável auxiliar z atinge o valor do VaR, enquanto δ representa a diferença entre o custo e o valor do VaR em cada cenário. Assim, o CVaR é calculado pela soma do valor ótimo de z e do valor esperado dos custos acima do VaR, ponderado pela probabilidade de ocorrência destes cenários $(1 - \alpha)$. Além disso, o valor esperado e o CVaR são ponderados pela variável λ . Se o agente é fortemente avesso ao risco, deve escolher valores de λ próximos de 1, caso contrário deve escolher valores próximos de 0. Aumentando-se λ , é possível gerar soluções com baixa variabilidade, mas com custos esperados elevados. O problema com $\lambda = 0$ representa o programa estocástico tradicional neutro ao risco.

3.4 TEORIA DAS OPÇÕES REAIS (TOR)

A Teoria das Opções Reais é uma metodologia de avaliação de projetos de investimento em ambientes de incertezas, de forma a proporcionar uma maior dimensão à análise e auxiliar na tomada de decisão. Ela considera o futuro como um

evento dinâmico, analisando a cada momento quais são as opções mais vantajosas, por meio da precificação de opções de ativos financeiros.

A elaboração inicial da Teoria das Opções Reais foi apresentada por Black e Scholes (1973) os quais desenvolveram uma formulação para avaliação de uma opção de compra mediante a formação de uma carteira de ativos financeiros sem risco. O modelo foi ao longo dos anos sendo aperfeiçoado, como é o caso do trabalho proposto por Cox, Ross e Rubinstein (1979) os quais generalizaram alguns conceitos apresentados por Black e Scholes, e introduziram a ideia de construção de uma árvore binomial recombinante a qual pode ser definida como a representação gráfica do comportamento de um determinado ativo ao longo do prazo de exercício da opção.

Além disso, contrariamente ao modelo de Black e Scholes (BS) que propõe uma metodologia para avaliação de uma opção de compra europeia, o modelo de Cox, Ross e Rubinstein (CRR) propõe uma solução do tipo americana. O comprador de uma opção europeia apenas pode exercê-la na data de vencimento, enquanto a opção americana pode ser exercida em qualquer momento até seu vencimento.

O CRR é, portanto, um modelo binomial estocástico de tempo discreto para precificação de opções em ativos reais, que se baliza pela ideia da avaliação neutra ao risco e parte da premissa de que o preço do ativo, a cada intervalo de tempo, possui dois movimentos possíveis, um de subida e outro de descida, pois são inversamente proporcionais e definidos de acordo com suas probabilidades individuais. O fato de o movimento de subida ser o inverso ao de descida, faz com que os nós das ramificações se recombinem, promovendo o caráter recombinante à árvore binomial, conforme anteriormente citado (Cox et al, 1976).

A implementação do modelo CRR requer a combinação da Simulação Monte Carlo (SMC) e da Programação Dinâmica Estocástica (PDE) para definir a estratégia ótima de investimento por meio da estimação do preço da opção americana. De posse das incertezas que balizam o projeto, utiliza-se a SMC para combiná-las e gerar uma distribuição de probabilidades, que por meio do seu desvio-padrão, fornece a volatilidade do ativo, conforme mostrado na Figura 3.

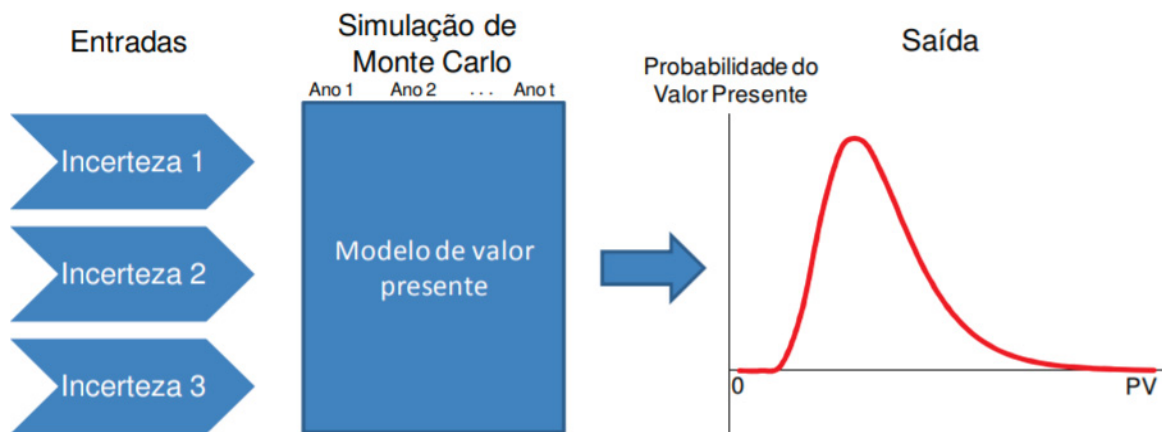


Figura 3: Simulação Monte Carlo para o cálculo da volatilidade

Fonte: Arantes (2010)

A cada período o ativo só pode assumir um valor de subida ou descida, com probabilidades p e $1-p$, respectivamente. Os parâmetros dos movimentos de subida (*up*) e de descida (*down*), “ u ” e “ d ”, respectivamente, são definidos considerando-se a volatilidade “ σ ” do valor do ativo subjacente e para um determinado intervalo de tempo “ Δt ”, isto é, número n de intervalos até a expiração no período tempo T . Supõe-se que “ S_0 ” seja o preço do ativo hoje. Durante um intervalo de tempo t , que é o tempo de expiração da opção, na data de vencimento, o preço desse ativo pode assumir dois valores, de acordo com o movimento observado. A Figura 4 apresenta árvore binomial construída pelo processo CRR.

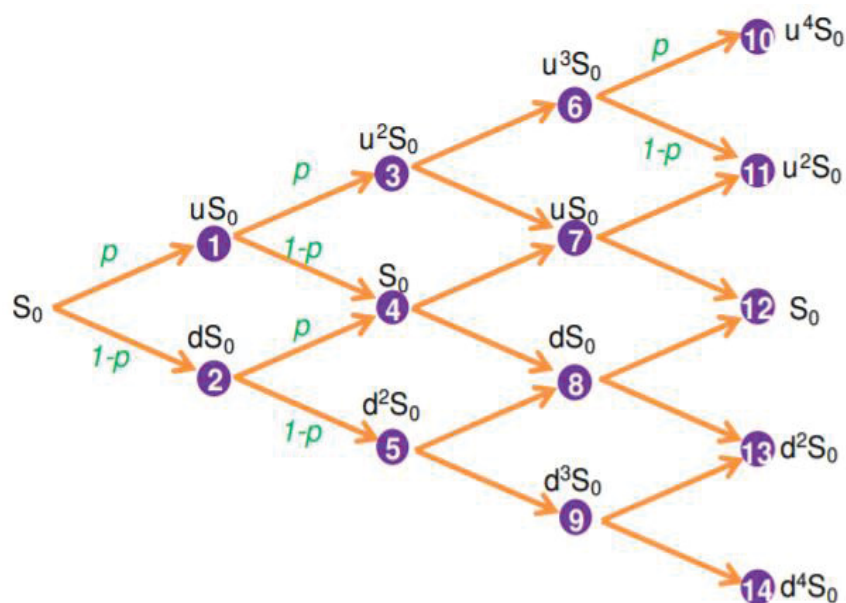


Figura 4: Representação de uma Árvore Binomial

Fonte: Arantes (2010)

As árvores binomiais representam um processo de tomada de decisão sequencial em que a otimalidade de uma decisão atual depende de um conjunto de acontecimentos futuros. A construção da árvore é baseada na Programação Dinâmica Estocástica (PDE), sendo o período de análise dividido em intervalos denominados como os estágios da árvore e, usando uma técnica de cálculo recursivo, encontra-se para cada possível situação a melhor decisão de acordo com os objetivos prefixados. Independentemente da trajetória descrita para se chegar a um determinado nó da árvore, as decisões remanescentes devem constituir uma trajetória ótima para sair daquele nó. Desta forma, o problema deve ser resolvido em sentido contrário, ou seja, sendo a recursão realizada no sentido inverso do tempo, processo este denominado *backward*, ou retroativo, em português (Cox et al., 1976).

Atualmente, o modelo CRR é um dos mais utilizados para precificação de ativos por meio das árvores binomiais as quais são ferramentas robustas e atraentes para avaliação de opções reais. Vale ressaltar que o modelo binomial CRR não tem por objetivo prever o preço de um ativo, mas sim realizar a modelagem do seu possível comportamento, com base em dados históricos e atuais do mercado.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo expôs todo o conteúdo teórico das ferramentas matemáticas para gestão de riscos e técnicas de otimização que serão utilizadas nesta dissertação para minimização dos custos energéticos, de modo que foram apresentados os conceitos da Simulação Monte Carlo (SMC), do Valor em Risco (VaR), do Valor em Risco Condicional (CVaR), da Otimização Estocástica e da Teoria das Opções Reais (TOR).

Neste contexto, a Simulação Monte Carlo, será utilizada para geração de cenários dos parâmetros incertos de modo a compor amostras de possíveis eventos futuros. A Otimização Estocástica com Aversão ao Risco será executada para definir os valores ótimos das variáveis incertas. Por fim, a Teoria das Opções Reais mediante o modelo binomial será aplicada para determinar o melhor momento para realizar a compra de energia no Mercado Livre.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Esta dissertação tem como objetivo desenvolver uma metodologia de gestão dos riscos e contratação ótima de demanda de potência e de energia elétrica, bem como de determinar o melhor momento para realizar a compra de energia no Mercado Livre, visando minimizar os custos do consumidor de modo a contribuir para tomadas de decisões mais assertivas.

A Figura 5 mostra o framework que baliza a proposta de pesquisa desta dissertação.



Figura 5: Framework Proposto

Fonte: Autor (2022)

Para este propósito, será utilizada Otimização Estocástica com Aversão aos Riscos, considerando incertezas no consumo de energia elétrica, na demanda de potência ativa e no PLD o qual impacta diretamente no preço de contratos bilaterais. A função objetivo será a de minimizar os custos da unidade consumidora por meio da definição de um perfil ótimo de contratação de demanda e energia. Além disso, será determinado o melhor momento para realizar a compra de energia no Mercado Livre por meio da Teoria das Opções Reais Americanas, de modo a auxiliar na tomada de decisão e minimizar os custos do consumidor.

4.1 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida neste projeto será composta por três etapas, conforme pode ser verificado no fluxograma apresentado na Figura 6.

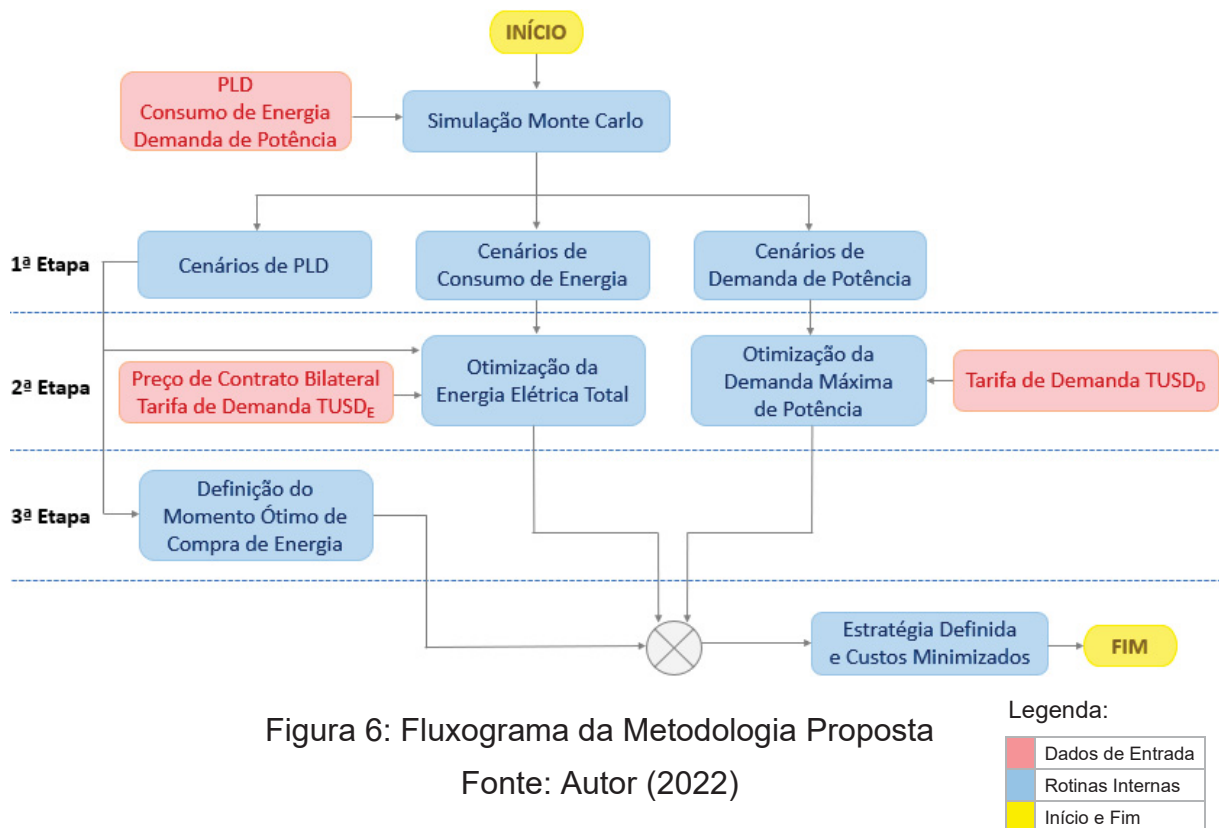


Figura 6: Fluxograma da Metodologia Proposta

Fonte: Autor (2022)

➤ 1.ª Etapa: Geração dos cenários das variáveis incertas

Na primeira etapa serão gerados cenários dos parâmetros incertos considerados nesta dissertação: Demanda de potência ativa, consumo de energia e PLD, com o objetivo de compor amostras de possíveis eventos futuros essenciais à formação de indicadores e tomada de decisões. Para este fim, será utilizada a Simulação de Monte Carlo, o qual permite realizar simulações estatísticas de um processo que dependa de variáveis aleatórias, e gerar cenários de amostragem.

De posse dos dados históricos de demanda de potência e consumo de energia da unidade consumidora e do PLD da CCEE, a SMC, por meio de uma série de cálculos de probabilidade, estima os possíveis resultados através da geração aleatória de números atribuídos às variáveis incertas do sistema. Desta forma, a SMC calcula os resultados sucessivamente, sempre utilizando um conjunto diferente de números aleatórios entre os valores mínimo e máximo, para gerar um conjunto de resultados

possíveis às variáveis incertas, usando suas distribuições de probabilidade, cujos valores possuem tendência e possibilidade de ocorrência.

➤ **2.^a Etapa: Otimização das variáveis, demanda de potência e energia elétrica**

Na segunda etapa serão desenvolvidos os modelos computacionais por meio de otimização estocástica incorporado ao mecanismo de aversão ao risco CVaR, de modo a combinar o valor esperado e a dispersão do custo total esperado para encontrar os valores ótimos de contratação de demanda de potência e de energia elétrica, visando minimizar o custo do consumidor para o horizonte de um ano com discretização mensal.

Para o desenvolvimento da modelagem proposta nesta dissertação, a volatilidade dos cenários de demanda de potência ativa e de consumo de energia elétrica será tratada pelo CVaR em função das diversas vantagens que esta medida apresenta. A aplicação do modelo de otimização, para definir o melhor contrato do consumidor, será feita considerando as regras vigentes para o Mercado Cativo, no caso de demanda, e no Mercado Livre, para o caso de energia elétrica.

➤ **3.^a Etapa: Definição do momento de compra de energia no Mercado Livre**

Na terceira etapa será desenvolvido o modelo computacional mediante a Teoria das Opções Reais para determinar o melhor momento para realizar a compra de energia no Mercado Livre por meio da modelagem do PLD, variável incerta no modelo binominal, que além de ser o valor base para as contratações da energia no mercado de curto prazo (MCP), influencia diretamente nos preços para contratação de médio e longo prazos, isto é, no preço de energia dos contratos bilaterais firmados entre consumidores e agentes comercializadores ou geradores.

Neste contexto, de posse do conjunto de cenários gerados para o PLD realizado por meio da Simulação Monte Carlo na etapa 1, os dados são combinados para gerar uma distribuição de probabilidades do parâmetro. Na sequência, determina-se a volatilidade da amostra através do desvio-padrão desta distribuição de probabilidades, que será utilizada na elaboração da árvore binomial. A construção da árvore é baseada na Programação Dinâmica Estocástica (PDE), sendo o período de análise dividido em intervalos, os estágios da árvore, e, usando uma técnica de cálculo

recursivo, encontra-se para cada possível situação a melhor decisão de acordo com os objetivos prefixados.

Ao término da etapa 3, teremos o montante ótimo de contratação de demanda de potência ativa e de energia elétrica, como também os melhores momentos para a compra de energia, e, conseqüentemente, a realização do contrato no Mercado Livre, com minimização dos custos e riscos do consumidor.

4.2 MODELAGEM E FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A modelagem matemática do processo de otimização proposto nesta dissertação será apresentada a seguir. Os trabalhos de Santos (2020), Bittencourt (2016) e Lima (2015) foram as principais referências utilizadas na formulação do modelo de otimização da demanda máxima de potência e da energia elétrica a serem contratadas. O presente trabalho, para definir o perfil ótimo de demanda de potência e de consumo de energia elétrica a serem contratados, reduzindo os custos do consumidor, utilizará incertezas na demanda de potência, no consumo de energia elétrica e no PLD, diferentemente dos trabalhos anteriores os quais utilizaram menos parâmetros incertos no processo de otimização. Já os trabalhos de Fabrini (2011), Brandão (2010) e Arantes (2010) foram as principais referências utilizadas na formulação matemática do modelo binomial. O presente trabalho, a fim de determinar o melhor momento em realizar a compra de energia, pretendendo a redução dos custos, aplicará a Teoria das Opções Reais Americanas (TOR) no Mercado Livre, diferentemente dos trabalhos anteriores, os quais aplicaram TOR para outros fins.

Destaca-se ainda que o mecanismo de aversão ao risco CVaR foi incorporado na função objetivo dos modelos de otimização estocástica. Neste caso, minimiza-se uma combinação entre os custos dos cenários mais críticos e o valor esperado. A utilização de medidas de risco em problemas de contratação de energia ou demanda de potência está associada à incerteza inerente à variabilidade futura destes dados. O risco é o impacto da combinação de incertezas em uma variável de interesse, como, por exemplo, no custo com energia elétrica ou de demanda de potência no problema de contratação. Este impacto pode levar a resultados com perdas significativas, no qual o tratamento destas informações, considerando as estimativas dos riscos associados, pode indicar uma postura mais ou menos conservadora. Desta forma, mapear o risco e mensurá-lo é altamente desejável nos problemas que envolvem uma

alta variabilidade de custo, e o VaR e o CVaR são medidas que buscam atingir esse objetivo.

O modelo de otimização para a série de demanda máxima de potência foi desenvolvido considerando as regras vigentes para o Mercado Cativo nas modalidades tarifárias verde e azul. É essencial conhecer as diferenças entre as modalidades e seus impactos no perfil de consumo da empresa, para otimizar os custos com demanda e energia elétrica.

Na modalidade verde o consumidor contrata apenas um valor de demanda de potência mensal, e o faturamento considera o maior valor registrado entre os valores medidos no horário de ponta e fora de ponta, denominado como demanda de potência máxima. Já na modalidade azul são aplicadas tarifas diferenciadas para a demanda de potência no horário de ponta e no horário fora de ponta, e o custo total é composto por essas duas parcelas.

Em ambas as modalidades, a demanda de potência contratada pode ser reduzida uma vez a cada 12 ciclos de faturamento, ou seja, uma vez ao ano, e seu acréscimo pode ser feito a qualquer momento. Neste contexto, conforme disposto na Resolução Normativa n.º 414/2010, da ANEEL, a distribuidora deve atender à solicitação de redução de demanda, desde que seja efetuada com antecedência mínima de 90 dias ao início do ciclo de faturamento para consumidores do grupo A4, e 180 dias para demais subgrupos. Em caso de solicitação de aumento de demanda, o atendimento deve ocorrer em até 30 dias, condicionado à disponibilidade de potência no sistema de distribuição.

O modelo de otimização para a série do consumo de energia elétrica foi desenvolvido considerando um contrato de quantidade no Mercado Livre, pois não há restrições quanto à sazonalização e flexibilidade da energia, entretanto sujeito à penalidade pela ausência de lastro no balanço anual devido à não liquidação dos montantes. Nos contratos de energia vinculados ao Mercado Livre, dependendo do tipo de fonte que o lastreia, há a incidência de desconto na TUSD. Neste trabalho será considerado um contrato de fonte incentivada com 50% de desconto na TUSD.

Vale salientar que a otimização do consumo de energia elétrica independe da modalidade tarifária da unidade consumidora, e, portanto, o resultado da otimização é o mesmo tanto para a modalidade verde quanto azul. Entretanto, os processos serão aplicados para ambas as modalidades, pois os perfis ótimos de demanda de potência obtidos na etapa anterior serão utilizados como dados de entrada às rotinas de

otimização da energia a ser contratada, conforme apresentado no fluxograma da metodologia na Figura 6, e desta forma os custos finais serão diferentes.

A formulação estocástica contempla as incertezas existentes no problema de contratação, na qual a demanda de potência e o consumo de energia são representados por variáveis aleatórias, atribuídos a cenários constituídos por valores mensais destes parâmetros, e a solução do problema é obtida considerando todos esses cenários. Desta forma, o problema da contratação é representado pelas expressões descritas a seguir, onde C_D representa a função custo de contratação de demanda de potência e C_E a função custo de contratação de energia elétrica, ambas obtidas pela ponderação de seus respectivos valores esperados (VE) e CVaR.

4.2.1 Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Verde

A otimização da demanda máxima de potência a ser contratada para a modalidade verde é apresentada a seguir:

$$C_D = \min(1 - \lambda) \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} C_{s,t} + \lambda \left(z + \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \frac{\delta}{1 - \alpha} \right) \quad (13)$$

s.a:

$$C_{s,t} = T_D \cdot (D_t^c + \Delta_{s,t} + D_t^u) + T_D^u \cdot D_t^u \quad \forall t, s \quad (14)$$

$$D_t^c + \Delta_{s,t} + d_{s,t}^u \geq D_{s,t}^{max} \quad \forall t, s \quad (15)$$

$$\Delta_{s,t} \leq D_t^c \cdot u \quad \forall t, s \quad (16)$$

$$x_t \in \{0,1\} \quad \forall t \quad (17)$$

$$D_{s,t}^u \geq (D_{s,t}^{max} - D_t^c) \cdot x_t \quad \forall t, s \quad (18)$$

$$D_{s,t}^u \leq M \cdot x_t \quad \forall t, s \quad (19)$$

$$y_t \in \{0,1\} \quad \forall t \quad (20)$$

$$D_t^c + \Delta_{s,t} + d_{s,t}^u \geq D_{s,t}^{max} \quad \forall t, s \quad (21)$$

$$D_t^c \geq D_{t-1}^c - M \cdot y_t \quad \forall t \geq 1 \quad (22)$$

$$\sum y_t = 1 \quad (23)$$

$$\delta \geq C_{s,t} - z \quad \forall s, t \quad (24)$$

$$\delta \geq 0 \quad \forall s, t \quad (25)$$

Onde:

C_D é o custo ótimo anual de demanda de potência, (R\$);

$C_{s,t}$ é o custo referente ao faturamento da demanda no mês t , (R\$);

T_D é a tarifa de demanda de potência dada por resolução ANEEL, (R\$/kW);

D_t^c é a demanda de potência contratada no mês, (kW);

$\Delta_{s,t}$ é a tolerância de demanda de potência do mês e do cenário, (kW);

u é o percentual tolerado de ultrapassagem da demanda contratada ($u \leq 5\%$);

D_t é o maior valor entre a demanda de potência contratada e a demanda máxima de potência registrada no mês, (kW), isto é, $D_t = \max \{D_t^c, D_t^{max}\}$;

D_t^u é a demanda de potência de ultrapassagem dada pela diferença entre a demanda máxima de potência registrada no mês e a demanda de potência contratada no mês.

O consumidor paga multa somente se a demanda medida exceder 5% a demanda contratada. $\therefore D_t > 1,05 D_t^c$ e $D_t^u = D_t^{max} - 1,05 D_t^c$;

D_t^{max} é a demanda máxima de potência simulada no mês, (kW);

T_D^u é a tarifa de ultrapassagem de demanda de potência, onde $T_D^u = 2 \times T_D$, R\$/kW;

δ é a variável auxiliar que representa os valores de custos acima do VaR no período de análise (R\$);

z é a variável auxiliar que atinge o valor em risco (VaR) da distribuição de custos no mês de análise;

α é o parâmetro de aversão ao risco que define o nível de confiança da medida de risco CVaR ($\alpha = 95\%$);

λ é a variável que determina a ponderação entre valor esperado VE e CVaR, sendo $0 \leq \lambda \leq 1$.

Vale salientar sobre o pagamento de multa na ocorrência de subcontratação. Neste caso, o consumidor pagará uma tarifa 2 vezes maior à tarifa normal ($T_D^u = 2 \times T_D$). O percentual de tolerância para que não haja penalidade por subcontratação de demanda de potência é de 5%, ou seja, o consumidor paga multa somente se a demanda medida exceder 1,05 à demanda contratada, conforme indicado pela equação 26.

$$D_t > 1,05 D_t^c, \text{ então } D_t^u = D_t^{max} - 1,05 D_t^c. \quad (26)$$

4.2.2 Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Azul

A otimização da demanda máxima de potência a ser contratada para a modalidade azul é apresentada a seguir, com a representação da formulação estocástica no horário de ponta e fora ponta.

$$C_T = \min(1 - \lambda) \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} (C_{s,t}^{fp} + C_{s,t}^p) + \lambda \left((z^{fp} + z^p) + \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \frac{\delta^{fp} + \delta^p}{1 - \alpha} \right) \quad (27)$$

s.a:

$$C_{s,t}^{fp} = T_D^{fp} \cdot (D_{s,t}^{nu,fp} + \Delta_{s,t}^{fp} + D_{s,t}^{u,fp}) + T_D^{u,fp} \cdot D_{s,t}^{u,fp} \quad \forall t, s \quad (28)$$

$$C_{s,t}^p = T_D^p \cdot (D_{s,t}^{nu,p} + \Delta_{s,t}^p + D_{s,t}^{u,p}) + T_D^{u,p} \cdot D_{s,t}^{u,p} \quad \forall t, s \quad (29)$$

$$D_{s,t}^{nu,fp} + D_{s,t}^{u,fp} \geq D_t^{fp} \quad \forall t, s \quad (30)$$

$$D_{s,t}^{nu,p} + D_{s,t}^{u,p} \geq D_t^p \quad \forall t, s \quad (31)$$

$$D_{s,t}^{nu,fp} \leq (1 - \mu) D_t^{fp} \quad \forall t, s \quad (32)$$

$$D_{s,t}^{nu,p} \leq (1 - \mu) D_t^p \quad \forall t, s \quad (33)$$

$$D_{s,t}^{nu,fp} \leq D_t^{fp} + M(1 - x_t^{fp}) \quad \forall t, s \quad (34)$$

$$D_{s,t}^{nu,p} \leq D_t^p + M(1 - x_t^p) \quad \forall t, s \quad (35)$$

$$D_{s,t}^{u,fp} \geq \mu \cdot D_t^{fp} - M(1 - x_t^{fp}) \quad \forall t, s \quad (36)$$

$$D_{s,t}^{u,p} \geq \mu \cdot D_t^p - M(1 - x_t^p) \quad \forall t, s \quad (37)$$

$$D_{s,t}^{u,fp} \leq M \cdot x_t^{fp} \quad \forall t, s \quad (38)$$

$$D_{s,t}^{u,p} \leq M \cdot x_t^p \quad \forall t, s \quad (39)$$

$$x_t^{fp}, x_t^p \in \{0, 1\} \quad \forall t \quad (40)$$

$$\Delta_{s,t}^{fp} \leq D_{s,t}^{nu,fp} \cdot u \quad \forall t, s \quad (41)$$

$$\Delta_{s,t}^p \leq D_{s,t}^{nu,p} \cdot u \quad \forall t, s \quad (42)$$

$$D_t^{fp}, D_{s,t}^{u,fp}, D_{s,t}^{nu,fp} \geq 0 \quad \forall t \quad (43)$$

$$D_t^p, D_{s,t}^{u,p}, D_{s,t}^{nu,p} \geq 0 \quad \forall t \quad (44)$$

$$D_t^{fp} \geq D_{t-1}^{fp} - M \cdot y_t^{fp} \quad \forall t > 1 \quad (45)$$

$$D_t^p \geq D_{t-1}^p - M \cdot y_t^p \quad \forall t > 1 \quad (46)$$

$$\sum_{t \in T} y_t^{fp} \leq N_{red} \quad \forall t \quad (47)$$

$$\sum_{t \in T} y_t^p \leq N_{red} \quad \forall t \quad (48)$$

$$y_t^{fp}, y_t^p \in \{0,1\} \quad \forall t \quad (49)$$

$$D_t^{fp} \geq D_{t-1}^{fp} + M \cdot w_t^{fp} \quad \forall t > 1 \quad (50)$$

$$D_t^p \geq D_{t-1}^p + M \cdot w_t^p \quad \forall t > 1 \quad (51)$$

$$\sum_{t \in T} w_t^{fp} \leq N_{sub} \quad \forall t \quad (52)$$

$$\sum_{t \in T} w_t^p \leq N_{sub} \quad \forall t \quad (53)$$

$$w_t^{fp}, w_t^p \in \{0,1\} \quad \forall t \quad (54)$$

$$T_D^{u,fp} = 2 \cdot T_D^{fp} \quad (55)$$

$$T_D^{u,p} = 2 \cdot T_D^p \quad (56)$$

$$\delta^{fp} \geq C_{s,t}^{fp} - z_t^{fp} \quad \forall s, t \quad (57)$$

$$\delta^p \geq C_{s,t}^p - z_t^p \quad \forall s, t \quad (58)$$

$$\delta^{fp}, \delta^p \geq 0 \quad \forall s, t \quad (59)$$

Onde:

$C_{s,t}^{fp}$ é a parcela do custo referente ao faturamento da demanda contratada fora de ponta no mês t (R\$);

$C_{s,t}^p$ é a parcela do custo referente ao faturamento da demanda contratada na ponta no mês t (R\$);

$D_{s,t}^{nu,fp}$ é variável que representa a parcela da demanda fora de ponta em que não é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW);

$D_{s,t}^{u,fp}$ é variável que representa a parcela da demanda fora de ponta em que é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW);

T_D^{fp} é a tarifa da demanda de potência fora de ponta com impostos no mês t (R\$/kW);

T_D^p é a tarifa da demanda de potência na ponta com impostos no mês t (R\$/kW);

$T_D^{u,fp}$ é a tarifa de ultrapassagem de demanda fora ponta, onde $T_D^{u,fp} = 2 \cdot T_D^{fp}$;

$T_D^{u,p}$ é a tarifa de ultrapassagem de demanda em ponta, onde $T_D^{u,p} = 2 \cdot T_D^p$;

$D_{s,t}^{nu,p}$ é variável que representa a parcela da demanda na ponta em que não é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW);

$D_{s,t}^{u,p}$ é variável que representa a parcela da demanda na ponta em que é cobrada tarifa de ultrapassagem no mês t (kW);

δ é a variável auxiliar que representa os valores de custos acima do VaR no período de análise (R\$);

z é a variável auxiliar que atinge o valor em risco (VaR) da distribuição de custos no mês de análise;

α é o parâmetro de aversão ao risco que define o nível de confiança da medida de risco CVaR ($\alpha = 95\%$);

λ é a variável que determina a ponderação entre valor esperado VE e CVaR, sendo $0 \leq \lambda \leq 1$.

4.2.3 Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Verde

A otimização energia total a ser contratada para a modalidade verde é apresentada a seguir.

$$C_E = \min(1 - \lambda) \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} C_{s,t} + \lambda \left(z + \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \frac{\delta}{1 + \alpha} \right) \quad (60)$$

s.a:

$$C_{s,t} = 1,03(P_e^{ACL} \cdot Q_t) + \pi_{s,t}(E_{s,t} - Q_t) + TUSD_E \cdot E_{s,t} + TUSD_D \cdot D_t + u_s \cdot \bar{\pi}_T \quad t = T \quad (61)$$

$$C_{s,t} = 1,03(P_e^{ACL} \cdot Q_t) + \pi_{s,t}(E_{s,t} - Q_t) + TUSD_E \cdot E_{s,t} + TUSD_D \cdot D_t \quad t < T \quad (62)$$

$$\delta \geq C_{s,t} - z \quad \forall s, t \quad (63)$$

$$\delta \geq 0 \quad \forall s, t \quad (64)$$

$$Q_t \geq 0 \quad \forall s, t \quad (65)$$

$$E_{s,t} \leq Q_t \leq (1 + \text{tol}) \cdot \max E_{s,t} \quad \forall t \quad (66)$$

$$\bar{\pi}_T = \max \left(VR, \sum \frac{\bar{\pi}_T}{|T|} \right) \quad \forall t \quad (67)$$

$$u_s \geq \left(\sum_{t \in T} (E_t - Q_t) \right) \quad \forall s \quad (68)$$

$$u_s \geq 0 \quad \forall s \quad (69)$$

Onde:

C_E é o custo ótimo anual de energia, (R\$);

$C_{s,t}$ é o custo da energia contratada para o mês e o cenário, (R\$);

P_e^{ACL} é o preço do contrato no ACL, (R\$/MWh);

Q_t é a quantidade de energia contratada no mês, (MWh);

$\pi_{s,t}$ é o PLD médio histórico associado ao mês, (R\$/MWh);

$E_{s,t}$ é a energia total consumida no mês e no cenário, (MWh);

$TUSD_E$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida no mês t (em R\$/MWh), dada por resolução ANEEL;

$TUSD_D$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à demanda no mês t (em R\$/kW), dada por resolução ANEEL;

D_t é o maior valor entre a demanda de potência contratada e a demanda máxima de potência registrada no mês, (kW), isto é, $D_t = \max \{D_t^c, D_t^{max}\}$;

D_t^u é a demanda de potência de ultrapassagem dada pela diferença entre a demanda máxima registrada no mês e a demanda de potência contratada no mês quando $D_t > 1,05 D_t^c$ (kW), $D_t^u = D_t^{max} - D_t^c$;

$\bar{\pi}_T$ é o maior valor entre o valor de referência definido pela ANEEL e a média anual dos PLDs, (R\$/MWh);

VR é o valor de referência determinado pela ANEEL, (R\$/MWh);

$|T|$ são os números de meses dentro do período de análise;

δ é a variável auxiliar que representa os valores de custos acima do VaR no período de análise (R\$);

z é a variável auxiliar que atinge o VaR da distribuição de custos no mês de análise;

λ é a constante que faz a ponderação entre valor esperado VE e CVaR;

α é o parâmetro de aversão ao risco que define o nível de confiança da medida de risco CVaR.

De acordo com a quantidade de energia contratada no Mercado Livre, são calculados 3% de perdas sobre este valor, como apresentado no primeiro termo da equação de custos. Como o modelo de otimização da energia contratada contemplará um contrato com 50% de desconto na TUSD, as parcelas $TUSD_e * E_t$ e $TUSD_d * D_t$ são definidas conforme equações 70 e 71.

$$TUSD_E.E_t = [0,5(TUSD_e^p - TUSD_e^{fp}) + TUSD_e^{fp}].E_t^p + TUSD_e^{fp}.E_t^{fp} \quad (70)$$

$$TUSD_D.D_t = 0,5 TUSD_d.D_t + 0,5 TUSD_d^u.D_t^u \quad (71)$$

Onde:

$TUSD_e^p$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida no horário de ponta, dada por resolução ANEEL, (R\$/MWh);

$TUSD_e^{fp}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida fora horário de ponta, dada por resolução ANEEL, (R\$/MWh);

E_t^p é a energia consumida no horário de ponta no mês, (MWh);

E_t^{fp} é a energia consumida fora do horário de ponta no mês, (MWh);

$TUSD_d$ é a tarifa de demanda de potência dada pela resolução ANEEL, (R\$/kW);

D_t é o maior valor entre a demanda de potência contratada e a demanda máxima de potência registrada no mês, (kW), isto é, $D_t = \max \{D_t^c, D_t^{max}\}$;

$TUSD_d^u$ é a tarifa de ultrapassagem de demanda de potência dada por resolução ANEEL, (R\$/kW);

D_t^u é a demanda de potência de ultrapassagem dada pela diferença entre a demanda máxima de potência registrada no mês e a demanda de potência contratada no mês, quando $D_t > 1,05 D_t^c \therefore D_t^u = D_t^{max} - 1,05 D_t^c$.

É importante sinalizar que, para contratos no Mercado Livre, o consumidor está sujeito a penalidades, caso seu consumo seja maior que sua energia contratada e os montantes não sejam liquidados na CCEE. Neste contexto, havendo ausência de lastro no balanço anual devido à não liquidação, aplica-se uma multa, elevando os gastos do consumidor. A penalidade comporá os custos totais apenas se a condição representada na equação 72 for satisfeita.

$$\left(\sum_{t \in T} (Q_t - E_t) \right) < 0 \quad (72)$$

4.2.4 Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Azul

A otimização da energia total a ser contratada para a modalidade azul é apresentada a seguir, com a representação da formulação estocástica no horário de ponta e fora ponta.

$$C_E = \min(1 - \lambda) \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} C_{s,t} + \lambda \left(z + \frac{1}{S} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \frac{\delta}{1 + \alpha} \right) \quad (73)$$

s.a:

$$C_{s,t} = 1,03(P_e^{ACL} \cdot Q_t) + \pi_{s,t}(E_{s,t} - Q_t) + TUSD_E \cdot E_{s,t} + TUSD_D \cdot D_t + u_s \cdot \bar{\pi}_T \quad t = T \quad (74)$$

$$C_{s,t} = 1,03(P_e^{ACL} \cdot Q_t) + \pi_{s,t}(E_{s,t} - Q_t) + TUSD_E \cdot E_{s,t} + TUSD_D \cdot D_t \quad t < T \quad (75)$$

$$\delta \geq C_{s,t} - z \quad \forall s, t \quad (76)$$

$$\delta \geq 0 \quad \forall s, t \quad (77)$$

$$Q_t \geq 0 \quad \forall s, t \quad (78)$$

$$Q_t \leq Q_{tp} + Q_{tfp} \quad \forall s, t \quad (79)$$

$$E_{s,t} \leq Q_t \leq (1 + \text{tol}) \cdot \max E_{s,t} \quad \forall t \quad (80)$$

$$\bar{\pi}_T = \max \left(VR, \sum \frac{\bar{\pi}_T}{|T|} \right) \quad \forall t \quad (81)$$

$$u_s \geq \left(\sum_{t \in T} (E_t - Q_t) \right) \quad \forall s \quad (82)$$

$$u_s \geq 0 \quad \forall s \quad (83)$$

Onde:

C_E é o custo ótimo anual de energia, (R\$);

$C_{s,t}$ é o custo da energia contratada para o mês e o cenário, (R\$);

P_e^{ACL} é o preço do contrato no ACL, (R\$/MWh);

Q_t é a quantidade de energia contratada no mês, (MWh);

$\pi_{s,t}$ é o PLD médio histórico associado ao mês, (R\$/MWh);

$E_{s,t}$ é a energia total consumida no mês e no cenário, (MWh);

$TUSD_E$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida no mês t (em R\$/MWh), dada por resolução ANEEL;

$TUSD_D$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à demanda no mês t (em R\$/kW), dada por resolução ANEEL;

D_t é o maior valor entre a demanda de potência contratada e a demanda máxima de potência registrada no mês, (kW), isto é, $D_t = \max \{D_t^c, D_t^{max}\}$;

D_t^u é a demanda de potência de ultrapassagem dada pela diferença entre a demanda máxima registrada no mês e a demanda de potência contratada no mês, quando $D_t > 1,05 D_t^c$ (kW), $D_t^u = D_t^{max} - D_t^c$;

$\bar{\pi}_T$ é o maior valor entre o valor de referência definido pela ANEEL e a média anual dos PLDs, (R\$/MWh);

VR é o valor de referência determinado pela ANEEL, (R\$/MWh);

$|T|$ é o número de meses dentro do período de análise;

δ é a variável auxiliar que representa os valores de custos acima do VaR no período de análise (R\$);

z é a variável auxiliar que atinge o VaR da distribuição de custos no mês de análise;

λ é a constante que faz a ponderação entre valor esperado VE e CVaR;

α é o parâmetro de aversão ao risco que define o nível de confiança da medida de risco CVaR.

Pode-se verificar que o equacionamento de otimização da energia a ser contratada em modalidade azul apresenta algumas semelhanças ao da modalidade verde. Isso acontece porque a tarifa de energia (TE) não sofre aumento no horário de ponta, diferentemente do Mercado Cativo. No Mercado Livre o preço de energia negociado é o mesmo tanto em horário de ponta quanto em horário fora ponta, conforme mencionado no capítulo 2, uma grande vantagem, pois possibilita a operação ocorrer sem desconexão do sistema elétrico em horário de ponta, o que proporciona aumento da produtividade.

Conforme anteriormente mencionado, de acordo com a quantidade de energia contratada no Mercado Livre, são calculados 3% de perdas sobre este valor, como relatado no primeiro termo da equação de custos. Como o modelo de otimização da energia contratada contemplará um contrato com 50% de desconto na TUSD, as parcelas $TUSD_e * E_t$ e $TUSD_d * D_t$ são definidas conforme equações 84 e 85.

$$TUSD_E.E_t = [0,5(TUSD_e^p - TUSD_e^{fp}) + TUSD_e^{fp}].E_t^p + TUSD_e^{fp}.E_t^{fp} \quad (84)$$

$$TUSD_D.D_t = 0,5 TUSD_d.D_t + 0,5 TUSD_d^u.D_t^u \quad (85)$$

Onde:

$TUSD_e^p$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida no horário de ponta, dada por resolução ANEEL, (R\$/MWh);

$TUSD_e^{fp}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição referente à energia consumida fora horário de ponta, dada pela resolução ANEEL, (R\$/MWh);

E_t^p é a energia consumida no horário de ponta no mês, (MWh);

E_t^{fp} é a energia consumida fora do horário de ponta no mês, (MWh);

$TUSD_d$ é a tarifa de demanda de potência dada pela resolução ANEEL, (R\$/kW);

D_t é o maior valor entre a demanda de potência contratada e a demanda máxima de potência registrada no mês, (kW), isto é, $D_t = \max \{D_t^c, D_t^{max}\}$;

$TUSD_d^u$ é a tarifa de ultrapassagem de demanda de potência dada pela resolução ANEEL, (R\$/kW);

D_t^u é a demanda de potência de ultrapassagem dada pela diferença entre a demanda máxima de potência registrada no mês e a demanda de potência contratada no mês, quando $D_t > 1,05 D_t^c \therefore D_t^u = D_t^{max} - 1,05 D_t^c$.

Vale reiterar que o consumidor está sujeito a penalidades caso não apresente lastro de energia elétrica para garantir 100% de seus contratos. Neste contexto, senão houver liquidação dos montantes de energia consumidos fora do contrato, aplica-se uma multa, elevando os gastos do consumidor. A penalidade apenas comporá os custos totais se a condição representada na equação 86 for satisfeita.

$$\left(\sum_{t \in T} (Q_t - E_t) \right) < 0 \quad (86)$$

4.2.5 Determinação do Momento Ótimo para Compra de Energia Elétrica

Para implementar o modelo CRR a um ativo, cujo preço atual é S_0 , e tem uma volatilidade σ , em cada intervalo de tempo o valor do insumo S é multiplicado por uma variável aleatória que pode assumir dois valores, u ou d . Desta forma, a premissa adotada para o modelo é a da avaliação neutra ao risco, pela qual os fluxos de caixa futuros são trazidos a valor presente pela taxa livre de risco, desde que o ajuste ao risco seja ponderado pelas probabilidades.

De posse das variáveis incertas no projeto, são gerados cenários do PLD por meio de Simulação Monte Carlo, e criada uma distribuição de probabilidades dos dados. A volatilidade é determinada como o desvio-padrão da distribuição, sendo utilizada na elaboração da árvore de eventos. Na sequência, constroem-se as árvores binomiais de eventos e decisões que apresentam a incerteza no PLD e, consequentemente, no preço de energia dos contratos bilaterais ao longo do período,

com incrementos de subida (*up*) e descida (*down*) por meio dos equacionamentos apresentados a seguir.

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (87)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (88)$$

$$\Delta t = \frac{T}{n} \quad (89)$$

$$p = \frac{e^{r\Delta t} - d}{u - d} \quad (90)$$

$$q = 1 - p \quad (91)$$

$$V = \max[S - X, 0] \quad (92)$$

$$V = \frac{S_u \cdot p + S_d \cdot q}{e^{r\Delta t}} \quad (93)$$

$$V = \max\left\{\left(\frac{S_u \cdot p + S_d \cdot q}{e^{r\Delta t}}\right), S - X\right\} \quad (94)$$

Onde:

u é a taxa de decréscimo do preço do ativo;

σ é o desvio-padrão dos retornos do ativo, isto é, volatilidade do valor da opção;

p é a probabilidade de o preço subir;

q é a probabilidade de o preço cair;

r é a taxa de juros livre de risco;

T é o prazo de vencimento da opção;

n é o número de passos;

Δt é o intervalo do passo da árvore;

S_0 é o valor presente do insumo;

S_u é o valor do insumo com valorização de acordo com probabilidade p ;

S_d é o valor do insumo desvalorizado, de acordo com probabilidade $1 - p$;

S é o valor do projeto obtido na última coluna da árvore de eventos;

X é o preço de exercício;

V é o valor da opção.

Para construção da árvore binomial é feita uma análise retroativa, ou seja, de trás para frente, aplicando-se na última coluna da árvore de eventos a regra contida na equação 92. Para formar as demais colunas, a análise é feita pela aplicação da probabilidade neutra ao risco, que consiste em calcular os valores da árvore por meio da equação 90. Mediante a probabilidade de o preço subir (p), os valores do retorno do projeto obtidos na árvore são trazidos para a data zero, utilizando uma taxa livre de risco (r), sendo que para cada ramo da árvore é calculado o valor do retorno do projeto (V), conforme equação 93, e o valor que maximiza o retorno, calculado por meio da equação 94. As árvores de eventos e decisão fornecem as possibilidades futuras ao parâmetro em análise, de modo a diminuir os custos com o contrato de energia, auxiliando assim na tomada de decisão.

Vale salientar que, para a definição do momento ótimo para realizar a compra de energia elétrica, os processos de otimização valem simultaneamente às modalidades verde e azul. Isso porque no Mercado Livre o preço de energia é o mesmo ao longo de todo o dia. Desta forma, não havendo alteração no preço em horário de ponta e fora ponta, as modalidades tarifárias verde e azul são convergentes e, portanto, o resultado da otimização é igual.

4.3 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA E DINÂMICA VIA EXCEL

Os modelos de otimização com programação estocástica e programação dinâmica propostos nesta dissertação foram implementados no software Excel, devido à aplicabilidade da ferramenta em ambientes acadêmicos e corporativos.

Para os processos de otimização estocástica, foi utilizado o *solver* Gorubi, que é um solucionador de problemas de otimização com risco, aplicado em Programação Linear (LP), Programação Quadrática (QP), Programação Restrita Quadrática (QCP), Programação Linear Inteira Mista (MILP), Programação Quadrática Inteira Mista (MIQP) e Programação Restrita Quadrática Inteira Mista (MIQCP). Em comparação aos outros *solvers*, o Gurobi é capaz de resolver problemas exigindo menor tempo de processamento (*OpenSolver*, 2023). Depois de instalado e ativado, ele fica disponível na ferramenta conforme pode ser visualizado na Figura 7.

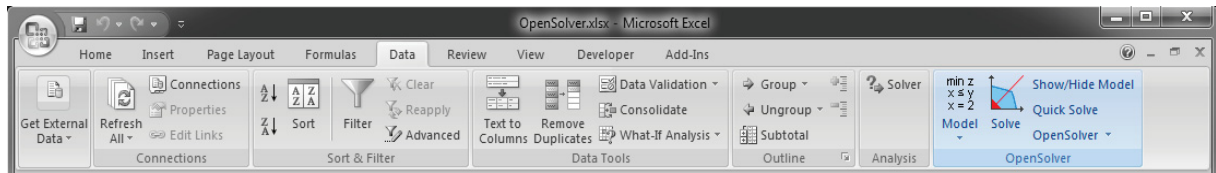


Figura 7: *OpenSolver* no Excel

Fonte: *OpenSolver* (2023)

Existe uma variedade de *solvers* no Excel que diferem no tipo de programação, dentre os quais podem ser citados o GUROBI, CBC, NOMAD, IPOPT, BONMIN, COUENNE e o CPLEX, cujas principais características são mostradas na Tabela 4.

Tabela 4: Principais *solvers* suportados pelo Excel

Solver	Linear	Não Linear	Iteração	Funções Sintáticas	Servidor Externo	Máquina Usuário
GUROBI	✓		✓			✓
CBC	✓		✓		✓	✓
NOMAD	✓	✓				✓
IPOPT	✓	✓				✓
BONMIN	✓	✓		✓	✓	✓
COUENNE	✓	✓		✓	✓	✓
CPLEX	✓			✓	✓	

Fonte: *OpenSolver* (2023)

Onde:

- Linear/Não linear: Esses *solvers* são específicos para resolução de problemas lineares e/ou não lineares e possuem a opção de verificação de linearidade;
- Iteração: Esses *solvers* constroem o modelo de forma iterativa, não sendo necessário conhecimento das fórmulas, mas requer que o modelo seja linear;
- Funções Sintáticas: Esses *solvers* constroem o modelo lendo as fórmulas na planilha, mas não suportam algumas funções como offset, index e match;
- Servidor Externo - Máquina do Usuário: Alguns *solvers* não são executados na máquina do usuário. Neles, o modelo é enviado para um servidor externo que resolve o problema e retorna o resultado, com processamentos mais rápidos.

Já nos processos de programação dinâmica, representam-se os possíveis movimentos de preços de um ativo por meio de uma modelagem binomial, incrementando o preço por sua probabilidade neutra ao risco, de modo a resolver a árvore binomial descontando a taxa livre de risco. O problema é resolvido recursivamente no sentido inverso do tempo, processo denominado *backward*, ou retroativo, em português. Este processo permite estabelecer as estratégias para determinação do momento ótimo para realização de compra ou venda de um ativo.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a metodologia proposta na dissertação, contendo toda formulação matemática e modelagem desenvolvida para a otimização da demanda de potência e de energia elétrica a serem contratadas, bem como de determinação do melhor momento para a compra da energia, visando a minimização dos custos do consumidor, por meio de Otimização Estocástica com métricas de risco VaR e CVaR e da Teoria das Opções Reais com aplicação do modelo binomial com opções americanas, considerando como incertezas o consumo, a demanda e o PLD. Por fim, foi apresentado como o software Excel pode implementar processos de otimização por meio de programação estocástica e programação dinâmica.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os modelos de otimização estocástica e programação dinâmica propostos nesta dissertação foram implementados no software Excel, devido à aplicabilidade da ferramenta em ambientes acadêmicos e corporativos. As simulações foram realizadas em computador com processador Intel Core i7, 1,6 GHz com 16 GB de RAM, e o tempo médio de otimização não excedeu em 2 minutos para todas as execuções.

O modelo proposto foi aplicado em uma unidade consumidora de uma indústria do setor ferroviário localizada na cidade de Santa Catarina – SC, cujos valores reais de demanda de potência e consumo de energia foram utilizados como dados de entrada dos processos de otimização.

5.1 RESULTADOS DOS PROCESSOS DE OTIMIZAÇÃO

A fim de realizar a otimização da demanda de potência de energia elétrica, foram realizadas simulações para previsão deste parâmetro para o ano 2023, baseado no histórico da unidade consumidora a qual possui um valor de demanda contratada vigente de 3.500 kW, vinculada ao grupo A, com tensão de atendimento em 13.8 kV e modalidade tarifária verde.

Em adição, o modelo de otimização foi desenvolvido considerando as regras vigentes nas modalidades tarifárias verde e azul do subgrupo A4 (2,3 a 25kV), cujas tarifas TE (R\$/MWh), TUSDE (R\$/MWh) e TUSDD (R\$/kW), apresentadas na Tabela 5, foram definidas por meio da Resolução Homologatória N.º 3.094 da ANEEL, referentes à Celesc Distribuição S.A, em vigor no período de 22 de agosto de 2022 a 21 de agosto de 2023.

Tabela 5: Tarifas vigentes definidas pela resolução da ANEEL

Subgrupo	Modalidade	Posto	TUSD _D (R\$/kW)	TUSD _E (R\$/kW)	TE (R\$/MWH)
A4 (2,3 a 25kV)	Verde	Ponta	15,64	911,84	399,84
		Fora Ponta		126,25	250,04
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	Ponta	32,35	126,25	399,84
		Fora Ponta	15,64	126,25	250,04

Fonte: ANEEL (2022)

Com o intuito de realizar a otimização do consumo de energia elétrica, o preço de contrato bilateral (PCB) foi adotado como R\$ 250,04, ou seja, mesmo valor da tarifa de energia (TE) em horário fora ponta, tanto para a modalidade verde quanto para a azul, conforme apresentado na Tabela 5. Além disso, foram utilizados os dados consolidados do PLD de 2022, disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no Encontro PLD, de 02 de janeiro de 2023, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6: Valores consolidados do PLD em 2022

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
R\$ 62,91	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,71	R\$ 66,32	R\$ 76,90	R\$ 56,08	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 58,99

Fonte: Encontro PLD – CCEE (2023)

Vale salientar que a otimização do consumo de energia independe da modalidade tarifária da unidade consumidora e, portanto, os resultados de otimização são os mesmos tanto para a modalidade verde quanto para a azul. Entretanto, os processos serão aplicados para ambas, pois os perfis ótimos de demanda de potência obtidos anteriormente serão utilizados como dados de entrada para as rotinas de otimização de energia a ser contratada, conforme apresentado no fluxograma da metodologia na Figura 6, e desta forma os custos finais serão diferentes.

Por fim, foram considerados valores de λ iguais a 0, 0.5, 1, os quais representam, respectivamente, uma análise que considera apenas o valor esperado (VE), uma análise que pondera 50% VE e 50% CVaR, e uma análise que considera apenas CVaR e simboliza um perfil de total aversão ao risco.

5.1.1 Resultados da Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Verde

A Tabela 7 apresenta os valores de demanda de potência da unidade consumidora projetados para 2023. Pode-se verificar que a projeção de demanda de potência ativa, a ser medida ao longo do ano, possui os valores máximos de 3.488 e 3.468 previstos para fevereiro e agosto, respectivamente. Com base nestes valores, foi definido o valor de demanda contratada de 3.500 kW, por meio da estratégia simplificada de não se pagar por ultrapassagem de demanda. Neste contexto, se o valor medido for inferior a 3.500 kW, sempre será faturado o valor de contrato, isto é,

3.500 kW, e por isso o custo anual está previsto em R\$ 656.880,00, de acordo com as tarifas vigentes para a modalidade verde.

Vale lembrar que o consumidor somente paga multa se a demanda medida exceder em 5% do valor contratado. Desta forma, verifica-se que a demanda contratada não é um valor ótimo, tendo sido definida como o maior valor que exclui qualquer possibilidade de pagamento de multa devido à ultrapassagem frente à demanda prevista.

Tabela 7: Demanda de potência planejada para 2023 (kW) e custo anual (R\$)

Previsão	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Total	3300	3488	3302	3117	3190	3000	2946	3468	2673	3427	3432	3300	-
Contrato													
Total	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	R\$ 656.880

Fonte: Autor (2023)

Na Tabela 8 estão apresentados os resultados de otimização da demanda de potência ativa da unidade consumidora em modalidade verde para 2023 e seus respectivos custos associados, considerando a aversão ao risco λ , igual a 0, 0.5, 1.

Tabela 8: Perfis ótimos de demanda de potência (kW) e custos anuais (R\$)

$\lambda = 0$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Total	3500	3500	3038	3038	3038	3038	3303	3303	3303	3303	3303	3303	R\$ 609.483
$\lambda = 0,5$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Total	3500	3500	3500	3145	3145	3333	3333	3333	3333	3333	3333	3333	R\$ 627.521
$\lambda = 1$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Total	3500	3500	3625	3625	3625	3625	3303	3303	3303	3303	3303	3303	R\$ 646.202

Fonte: Autor (2023)

As células em amarelo mostram os momentos em que há redução na contratação de demanda. Conforme previsto, o modelo evidenciou a redução apenas uma vez ao ano, alinhado às regras definidas pela ANEEL, e, em contrapartida, apresentou cenários de aumento de demanda que podem acontecer em qualquer momento, desde que a solicitação por parte do consumidor ocorra com antecedência mínima de 30 dias ao início do ciclo de faturamento e condicionada à disponibilidade de potência no sistema de distribuição.

Além disso, é possível verificar que, para uma opção de total aversão ao risco ($\lambda = 1$), o otimizador propõe uma menor redução no montante total. Esse resultado está condizente com a teoria, pois a aversão ao risco aumenta à medida que o parâmetro se aproxima da unidade, e assim o consumidor pode avaliar e escolher o risco que está disposto a assumir. Ter uma postura contrária ao risco significa ser relutante em aceitar um retorno incerto e, portanto, optar por um negócio com retorno certo, mesmo que seja menor.

Na Figura 8 estão apresentados os custos referentes aos perfis ótimos de contratação de demanda de potência obtidos na otimização.

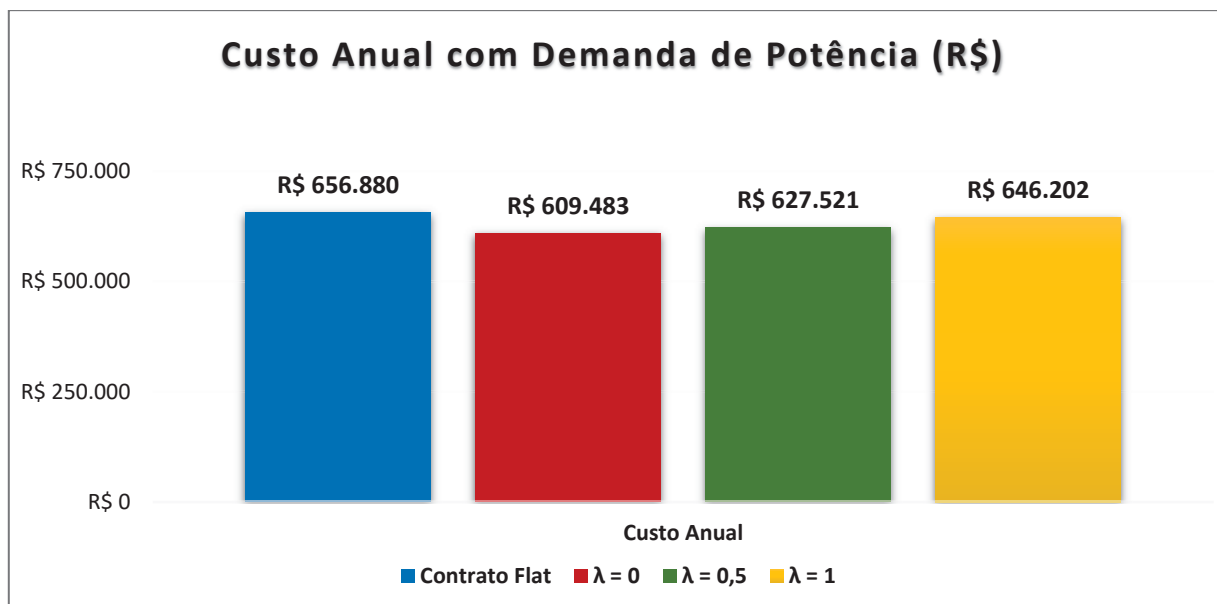


Figura 8: Custos com demanda de potência na modalidade verde (R\$)

Fonte: Autor (2023)

Os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador para λ iguais a 0, 0,5 e 1 resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação do caso base com demanda fixa de 3.500 kW ao longo do ano de 2023. À medida em que se aumenta λ , isto é, a aversão ao risco da análise, aumenta-se o custo de demanda de potência, pois essa ação configura uma contratação mais conservadora do ponto de vista dos piores cenários. Percebe-se que para as três situações foi obtida economia com custos de demanda de potência, variando de R\$ 10.678,00 (1,7%) a R\$ 47.397,00 (7,8%), como pode ser visto na Tabela 9.

Tabela 9: Custos associados aos perfis ótimos de demanda de potência

Contrato e λ	Custo Anual	Economia	Economia %
Contrato Caso Base	R\$ 656.880	-	-
$\lambda = 0$	R\$ 609.483	-R\$ 47.397	-7,8%
$\lambda = 0,5$	R\$ 627.521	-R\$ 29.359	-4,7%
$\lambda = 1$	R\$ 646.202	-R\$ 10.678	-1,7%

Fonte: Autor (2023)

Mediante os resultados apresentados, verifica-se que a otimização aplicada se mostrou efetiva, obtendo-se economia de até 7,8% no custo anual de contratação de demanda de potência à unidade consumidora na modalidade verde.

5.1.2 Resultados da Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Azul

Na Tabela 10 estão apresentados os valores de demanda de potência da unidade consumidora previstos para 2023, igualmente apresentados na Tabela 7. Conforme anteriormente discutido, verifica-se que a projeção de demanda de potência ativa a ser medida ao longo do ano possui os valores máximos de 3.488 e 3.468 previstos para fevereiro e agosto, respectivamente. Com base nestes valores, foi definido o valor de demanda contratada de 3.500 kW, mediante a estratégia simplificada de não se pagar por ultrapassagem de demanda e, portanto, verifica-se que a demanda contratada não é um valor ótimo.

Conforme já sinalizado, o modelo está sendo aplicado a uma empresa vinculada à modalidade verde e, portanto, realiza um contrato para um valor máximo de demanda mensal, não havendo divisão em horário de ponta e fora ponta. Para realizar a simulação na modalidade azul, foi realizada uma estratificação do montante em horário de ponta e fora ponta, considerando o fato que a empresa opta pela desconexão das áreas industriais do sistema elétrico em horário de ponta, compensando com geração própria à diesel, ficando apenas as áreas administrativas conectadas ao sistema da concessionária, e assim, a demanda de potência é menor.

Neste âmbito, foram consideradas 60 horas mensais para horário de ponta equivalentes a 3 horas por dia ao longo de 20 dias úteis por mês, em um total de 720 horas mensais equivalentes aos 30 dias. Portanto, 8,3% das horas mensais são horário de ponta e 91,7% fora ponta, o que geraram os montantes de demanda para

estes percentuais, bem como o custo anual previsto em R\$ 715.365,00, de acordo com as tarifas vigentes para a modalidade azul, conforme indicado na Tabela 10.

Tabela 10: Demanda de potência planejada para 2023 (kW) e custo anual (R\$)

Previsão	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	275	291	275	260	266	250	246	289	223	286	286	275	-
Fora Ponta	3025	3197	3027	2857	2924	2750	2701	3179	2450	3141	3146	3025	-
Contrato													
Ponta	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	R\$ 113.225
Fora Ponta	3208	3208	3208	3208	3208	3208	3208	3208	3208	3208	3208	3208	R\$ 602.140
Total													R\$ 715.365

Fonte: Autor (2023)

Na Tabela 11 estão apresentados os resultados de otimização da demanda de potência ativa da unidade consumidora em modalidade azul para 2023 e seus respectivos custos associados, considerando a aversão ao risco λ , igual a 0, 0.5, 1.

Tabela 11: Perfis ótimos de demanda de potência (kW) e custos anuais (R\$)

$\lambda = 0$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	300	300	300	200	200	200	200	275	275	275	275	275	R\$ 93.006
Fora Ponta	3200	3200	3200	3000	3000	3000	3000	3130	3130	3130	3130	3130	R\$ 582.590
Total													R\$ 675.596
$\lambda = 0,5$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	300	300	250	250	250	250	275	275	275	275	275	275	R\$ 105.138
Fora Ponta	3200	3200	3100	3100	3100	3100	3150	3150	3150	3150	3150	3150	R\$ 589.628
Total													R\$ 694.766
$\lambda = 1$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	300	300	300	300	300	275	275	275	275	300	300	300	R\$ 113.225
Fora Ponta	3200	3200	3200	3200	3200	3150	3150	3150	3150	3200	3200	3200	R\$ 597.448
Total													R\$ 710.673

Fonte: Autor (2023)

As células em amarelo apresentam os momentos em que há redução na contratação de demanda. Igualmente conforme realizado na modalidade verde, o modelo evidenciou a redução apenas uma vez ao ano, de acordo com as regras

definidas pela ANEEL, em compensação, apresentou cenários de aumento de demanda que podem acontecer sem restrições de período, mas condicionados à disponibilidade de potência no sistema de distribuição, devendo ser solicitados com antecedência mínima de 30 dias ao início do ciclo de faturamento pelo consumidor.

Além disso, é possível verificar que, para uma opção de total aversão ao risco ($\lambda = 1$), o otimizador propõe uma menor redução no montante total. Esse resultado está condizente com a teoria, pois a aversão ao risco aumenta à medida que o parâmetro se aproxima da unidade, e assim o consumidor pode avaliar e escolher o risco que está disposto a assumir. Ter uma postura contrária ao risco significa ser relutante em aceitar um retorno incerto, e, portanto, opta por um negócio com retorno certo, mesmo que seja menor.

As células em amarelo sinalizam os momentos em que há a redução da contratação de demanda. Percebe-se que, para uma opção de total aversão ao risco ($\lambda = 1$), o otimizador igualmente propôs uma menor redução de demanda de potência, pois como comentado nos resultados da modalidade verde, a aversão ao risco aumenta à medida que o parâmetro se aproxima da unidade, e assim o consumidor pode avaliar e escolher o risco que está disposto a assumir, optando por um negócio com retorno certo, mesmo podendo ser menor.

Na Figura 9 estão apresentados os custos referentes aos perfis ótimos de contratação de demanda obtidos na otimização.

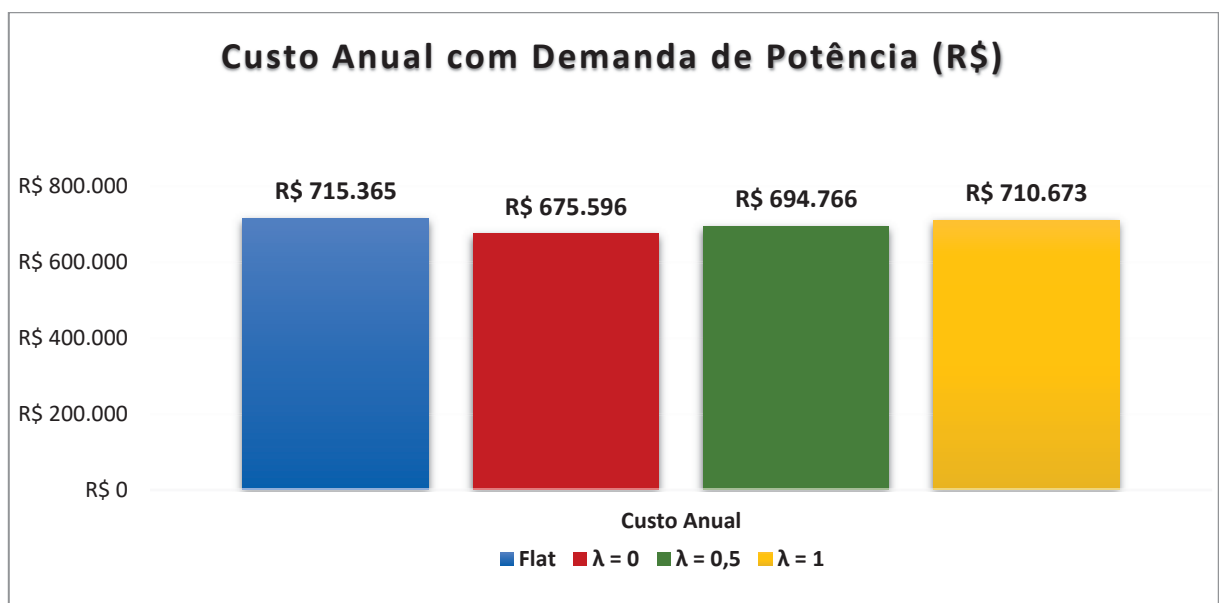


Figura 9: Custos com demanda de potência na modalidade azul (R\$)

Fonte: Autor (2023)

Os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador para λ iguais a 0, 0,5 e 1 resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação caso base, isto é, com demanda fixa de 3.500 kW segmentado entre 292 kW em horário de ponta e 3.208 kW fora ponta ao longo do ano de 2023. À medida em que se aumenta λ , isto é, a aversão ao risco da análise, aumenta-se o custo de demanda de potência, pois isso configura uma contratação mais conservadora do ponto de vista dos piores cenários. Percebe-se que para as três situações foi obtida uma economia com custos de demanda de potência, variando de R\$ 4.692,00 (0,7%) a R\$ 39.769,00 (5,9%), como pode ser visto na Tabela 12.

Tabela 12 : Custos associados aos perfis ótimos de demanda de potência

Contrato e λ	Custo Anual	Economia	Economia %
Contrato	R\$ 715.365	-	-
$\lambda = 0$	R\$ 675.596	-R\$ 39.769	-5,9%
$\lambda = 0,5$	R\$ 694.766	-R\$ 20.599	-3,0%
$\lambda = 1$	R\$ 710.673	-R\$ 4.692	-0,7%

Fonte: Autor (2023)

Mediante os resultados apresentados, verifica-se que a otimização aplicada se mostrou efetiva, obtendo-se economia de até 5,9% no custo anual de contratação de demanda de potência à unidade consumidora na modalidade azul.

5.1.3 Resultados da Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Verde

A Tabela 13 apresenta os valores do consumo de energia da unidade consumidora (UC) projetados para 2023. Pode-se verificar que a projeção do consumo de energia a ser medido ao longo do ano possui os valores compreendidos entre 800 e 1.000 MWh. Com base nestes valores, foram definidos os montantes totais mensais de energia a serem contratados, considerando uma margem de 10% adicional, por meio da estratégia simplificada de se garantir uma margem de segurança percentual sobre o consumo previsto, para que não fosse necessário comprar energia no mercado de curto prazo e, conseqüentemente, ficar exposto ao PLD. Desta forma, verifica-se que os montantes de energia contratados não são valores ótimos.

Neste contexto, analisando os montantes de energia previstos para contratação em 2023, o custo anual está previsto em R\$ 6.043.472,00, considerando todas as parcelas envolvidas, conforme indicado na equação 61.

Tabela 13: Consumo de energia planejado para 2023 (MWh) e custo anual (R\$)

Previsão	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	83	83	75	75	67	67	67	67	75	83	83	83	-
Fora Ponta	917	917	825	825	733	733	733	733	825	917	917	917	-
Total	1000	1000	900	900	800	800	800	800	900	1000	1000	1000	-
Contrato													
Ponta	92	92	83	83	73	73	73	73	83	92	92	92	R\$ 1.223.147
Fora Ponta	1008	1008	908	908	807	807	807	807	908	1008	1008	1008	R\$ 4.820.325
Total	1100	1100	990	990	880	880	880	880	990	1100	1100	1100	R\$ 6.043.472

Fonte: Autor (2023)

Na Tabela 14 estão apresentados os resultados de otimização do montante de energia para 2023 da unidade consumidora em modalidade verde para 2023 e seus respectivos custos associados, considerando a aversão ao risco λ igual a 0, 0.5 e 1, de acordo com as tarifas vigentes para a modalidade verde.

Tabela 14: Perfis ótimos de energia elétrica (MWh) e custos anuais (R\$)

$\lambda = 0$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	83	83	75	75	68	68	68	68	75	83	83	83	R\$ 1.112.004
Fora Ponta	908	908	825	825	743	743	743	743	825	908	908	908	R\$ 4.389.889
Total	990	990	900	900	810	810	810	810	900	990	990	990	R\$ 5.501.892
$\lambda = 0,5$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	85	85	77	77	69	69	69	69	77	85	85	85	R\$ 1.142.985
Fora Ponta	933	933	848	848	763	763	763	763	848	933	933	933	R\$ 4.512.846
Total	1018	1018	925	925	833	833	833	833	925	1018	1018	1018	R\$ 5.655.831
$\lambda = 1$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	87	87	79	79	71	71	71	71	79	87	87	87	R\$ 1.174.020
Fora Ponta	958	958	871	871	784	784	784	784	871	958	958	958	R\$ 4.636.392
Total	1045	1045	950	950	855	855	855	855	950	1045	1045	1045	R\$ 5.810.412

Fonte: Autor (2023)

É possível verificar que o consumidor pode realizar a contratação do montante de acordo com sua estratégia e sazonalização da produção, não havendo a limitação

de redução dos montantes como ocorre para o caso da demanda de potência. Além disso, observa-se que o otimizador sugere a contratação de quantidades mais altas de energia à medida que se aumenta a aversão ao risco (λ), e, consequentemente, aumenta-se o custo anual, pois isso configura uma contratação mais conservadora do ponto de vista dos piores cenários.

Na Figura 10 estão apresentados os custos referentes aos perfis ótimos de contratação de energia elétrica obtidos na otimização.

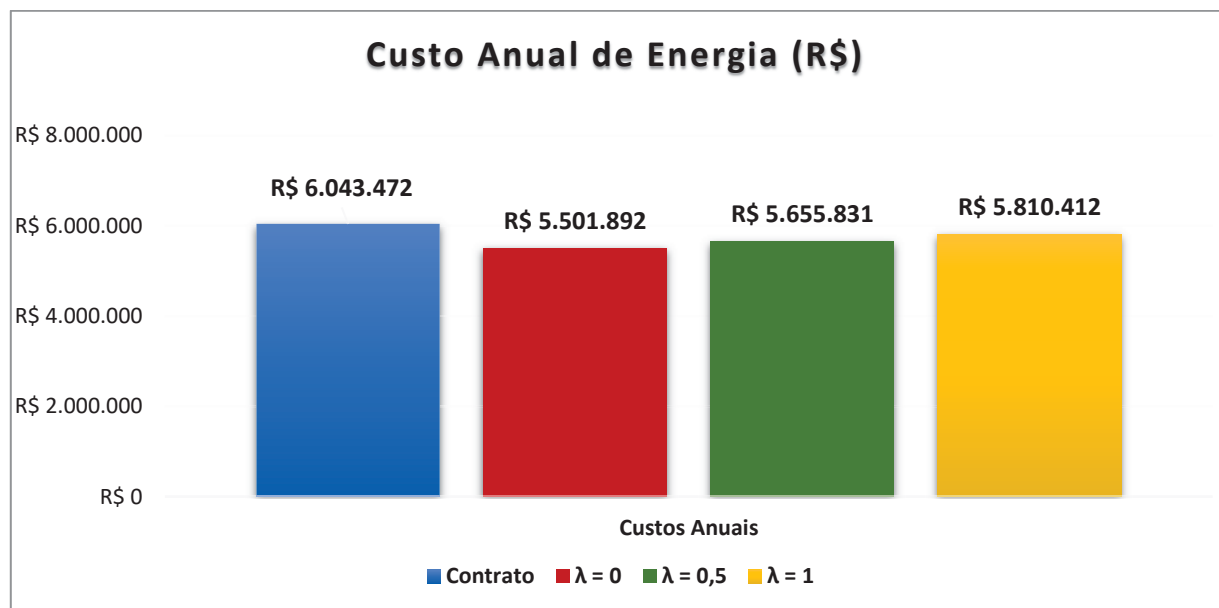


Figura 10: Custos com energia elétrica na modalidade verde (R\$)

Fonte: Autor (2023)

Os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador para λ iguais a 0, 0,5 e 1 resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação no caso base, ao longo do ano de 2023. Além disso, enquanto a aversão ao risco aumentou aproximando-se da unidade, os custos aumentaram, simbolizando que o consumidor pode avaliar e escolher o risco que está disposto a assumir, optando por um negócio com retorno certo, mesmo que seja menor. Desta forma, à medida que λ aproximou da unidade, aumentou-se o custo de energia elétrica, configurando uma contratação mais conservadora. Percebe-se que para as três situações foi obtida uma economia com custos de energia, variando de R\$ 233.060,00 (4,0%) a R\$ 541.579,00 (9,8%), como pode ser visto na Tabela 15.

Tabela 15: Custos associados aos perfis ótimos de energia elétrica

Contrato e λ	Custo Anual	Economia	Economia %
Contrato	R\$ 6.043.472	-	
$\lambda = 0$	R\$ 5.501.892	-R\$ 541.579	-9,8%
$\lambda = 0,5$	R\$ 5.655.831	-R\$ 387.641	-6,9%
$\lambda = 1$	R\$ 5.810.412	-R\$ 233.060	-4,0%

Fonte: Autor (2023)

5.1.4 Resultados da Otimização do Consumo de Energia em Modalidade Azul

A Tabela 16 apresenta os valores do consumo de energia da unidade consumidora projetados para 2023. Conforme anteriormente sinalizado, é possível verificar que a projeção do consumo de energia, contratado ao longo do ano, possui os valores compreendidos entre 880 e 1.100 MWh definidos por uma margem adicional de 10% ao valor previsto por meio da estratégia simplificada de se garantir uma margem de segurança percentual, para que não seja necessário comprar energia no mercado de curto prazo (MCP) e, conseqüentemente, evitar exposição ao PLD, que pode sofrer grande variação em um curto período de tempo. Desta forma, verifica-se que os montantes de energia contratados não são valores ótimos.

Neste contexto, considerando os montantes de energia previstos para contratação em 2023, o custo anual está previsto em R\$ 5.317.021,00, considerando todas as parcelas envolvidas, conforme indicado na equação 74, que inclui o valor otimizado da demanda de potência na modalidade azul.

Tabela 16: Consumo de energia planejado para 2023 (MWh) e custo anual (R\$)

Previsão	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	83	83	75	75	67	67	67	67	75	83	83	83	-
Fora Ponta	917	917	825	825	733	733	733	733	825	917	917	917	-
Total	1000	1000	900	900	800	800	800	800	900	1000	1000	1000	-
Contrato													
Ponta	92	92	83	83	73	73	73	73	83	92	92	92	R\$ 496.696
Fora Ponta	1008	1008	908	908	807	807	807	807	908	1008	1008	1008	R\$ 4.820.325
Total	1100	1100	990	990	880	880	880	880	990	1100	1100	1100	R\$ 5.317.021

Fonte: Autor (2023)

Na Tabela 17 estão apresentados os resultados de otimização do montante de energia para 2023 da unidade consumidora em modalidade verde para 2023 e seus respectivos custos associados, considerando a aversão ao risco λ igual a 0, 0.5 e 1, de acordo com as tarifas vigentes para a modalidade azul.

Tabela 17: Perfis ótimos de energia elétrica (MWh) e custos anuais (R\$)

$\lambda = 0$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	83	83	75	75	68	68	68	68	75	83	83	83	R\$ 441.297
Fora Ponta	908	908	825	825	743	743	743	743	825	908	908	908	R\$ 4.413.786
Total	990	990	900	900	810	810	810	810	900	990	990	990	R\$ 4.855.082

$\lambda = 0,5$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	85	85	77	77	69	69	69	69	77	85	85	85	R\$ 463.103
Fora Ponta	933	933	848	848	763	763	763	763	848	933	933	933	R\$ 4.527.246
Total	1018	1018	925	925	833	833	833	833	925	1018	1018	1018	R\$ 4.990.349

$\lambda = 1$	Jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Custo Anual
Ponta	87	87	79	79	71	71	71	71	79	87	87	87	R\$ 480.865
Fora Ponta	958	958	871	871	784	784	784	784	871	958	958	958	R\$ 4.641.488
Total	1045	1045	950	950	855	855	855	855	950	1045	1045	1045	R\$ 5.122.353

Fonte: Autor (2023)

É possível verificar que o consumidor pode realizar a contratação do montante de acordo com sua estratégia e sazonalização da produção, não havendo a limitação de redução no ano como ocorre para o caso da demanda máxima de potência. Além disso, observa-se que o otimizador sugere a contratação de montantes mais altos à medida que se aumenta a aversão ao risco da análise (λ), e, conseqüentemente, aumenta-se o custo anual por configurar uma contratação mais conservadora do ponto de vista dos piores cenários.

Na Figura 11 estão apresentados os custos referentes aos perfis ótimos de contratação de energia elétrica obtidos na otimização.

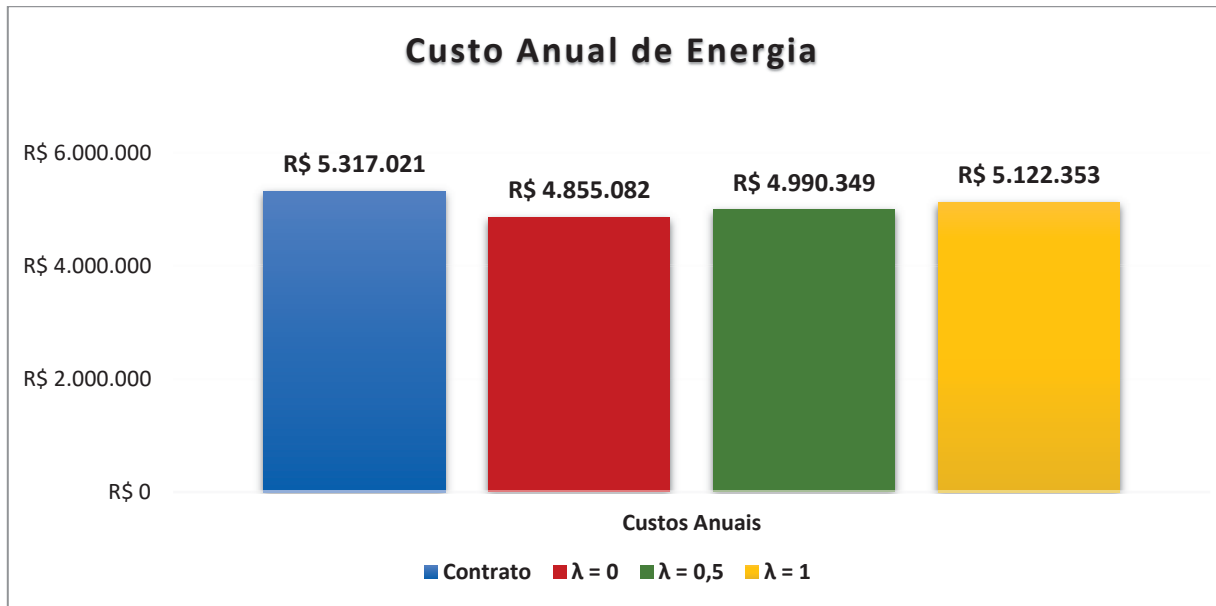


Figura 11: Custos com energia elétrica na modalidade azul (R\$)

Fonte: Autor (2023)

Os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador para λ iguais a 0, 0,5 e 1 resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação no caso base, ao longo do ano de 2023. Além disso, à medida que a aversão ao risco aumentou, aproximando-se da unidade, os custos aumentaram, simbolizando que o consumidor pode avaliar e escolher o risco que está disposto a assumir, optando por um negócio com retorno certo, mesmo podendo ser menor. Desta forma, à medida que λ aproximou da unidade, aumentou-se o custo de energia elétrica, configurando uma contratação mais conservadora. Percebe-se que para as três situações foi obtida uma economia com custos de energia, variando de R\$ 194.669,00 (3,8%) a R\$ 461.939,00 (9,5%) como pode ser visto na Tabela 18.

Tabela 18: Custos associados aos perfis ótimos de energia elétrica

Contrato e λ	Custo Anual	Economia	Economia %
Contrato	R\$ 5.317.021	-	
$\lambda = 0$	R\$ 4.855.082	-R\$ 461.939	-9,5%
$\lambda = 0,5$	R\$ 4.990.349	-R\$ 326.673	-6,5%
$\lambda = 1$	R\$ 5.122.353	-R\$ 194.669	-3,8%

Fonte: Autor (2023)

5.1.5 Resultados da Otimização do Momento Ótimo de Compra de Energia

Para implementar a metodologia proposta da Teoria das Opções Reais aplicada ao Mercado Livre, o preço de liquidação das diferenças (PLD) foi considerado como uma variável de incerteza no modelo binominal, pois além de ser o valor base para as contratações da energia no mercado de curto prazo (MCP), influencia diretamente nos preços para contratação de médio e longo prazos, isto é, no preço dos contratos bilaterais (PCB) firmados entre consumidores e agentes comercializadores ou geradores. Mediante a modelagem do PLD, será possível se basear para uma tomada de decisão entre adiar ou comprar no Mercado Livre, possibilitando às empresas fazerem melhores aquisições por meio de perspectivas de menores preços.

Esse processo de otimização independe da modalidade em que o consumidor está associado, pois no Mercado Livre o preço de contrato bilateral não sofre alteração em horário de ponta e fora ponta. Portanto, para um preço de energia constante ao longo do dia, a análise é válida para qualquer modalidade, grupo e subgrupo nos quais o consumidor estiver vinculado.

A Tabela 19 apresenta valores consolidados do PLD de 2022 utilizados neste estudo e disponibilizados no Encontro PLD da CCEE, de 02 de janeiro de 2023.

Tabela 19: Valores consolidados do PLD em 2022

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
R\$ 62,91	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,71	R\$ 66,32	R\$ 76,90	R\$ 56,08	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 55,70	R\$ 58,99

Fonte: Encontro PLD – CCEE (2023)

Anualmente a ANEEL estabelece os valores limites do PLD. Para o ano de 2022, o valor piso ficou em R\$ 55,70/MWh para o PLD mínimo, e o teto foi estabelecido em R\$ 640,50/MWh para o PLD máximo estrutural. Para 2023, o PLD mínimo foi definido em R\$ 69,04/MWh, enquanto o PLD máximo estrutural em R\$ 678,29/MWh. Esses valores não foram considerados no modelo binomial, pois ele não tem por objetivo prever o preço de um ativo, mas sim realizar a modelagem do seu possível comportamento e indicar tendências, com base em dados históricos do mercado.

Para construção da árvore binomial, o preço da ação (S_0) no valor de R\$ 69,04 foi definido como o valor do PLD para o mês de janeiro de 2023, o último ponto consolidado pela CCEE no período de elaboração final dessa dissertação. O preço de exercício (X) foi definido como o valor do PLD médio para SE/CO para 2022 no valor de R\$ 58,99 MWh. O prazo (T) para esta análise foi de um ano. O número de intervalos foi definido como 12, simbolizando cada mês do período T em análise. A taxa de juros livre de riscos foi tomada pela taxa Selic, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no valor de 13,75% em janeiro de 2023.

De posse dos valores do PLD em 2022, foi realizada uma Simulação Monte Carlo para gerar cenários ($2^T = 2^{12} = 4096$) e, conseqüentemente, uma distribuição de probabilidades do valor do parâmetro. A volatilidade do PLD foi determinada por meio do desvio-padrão desta distribuição de probabilidades, tendo assumido o valor de 11,37%. A Figura 14 apresenta o histograma dos cenários do PLD.

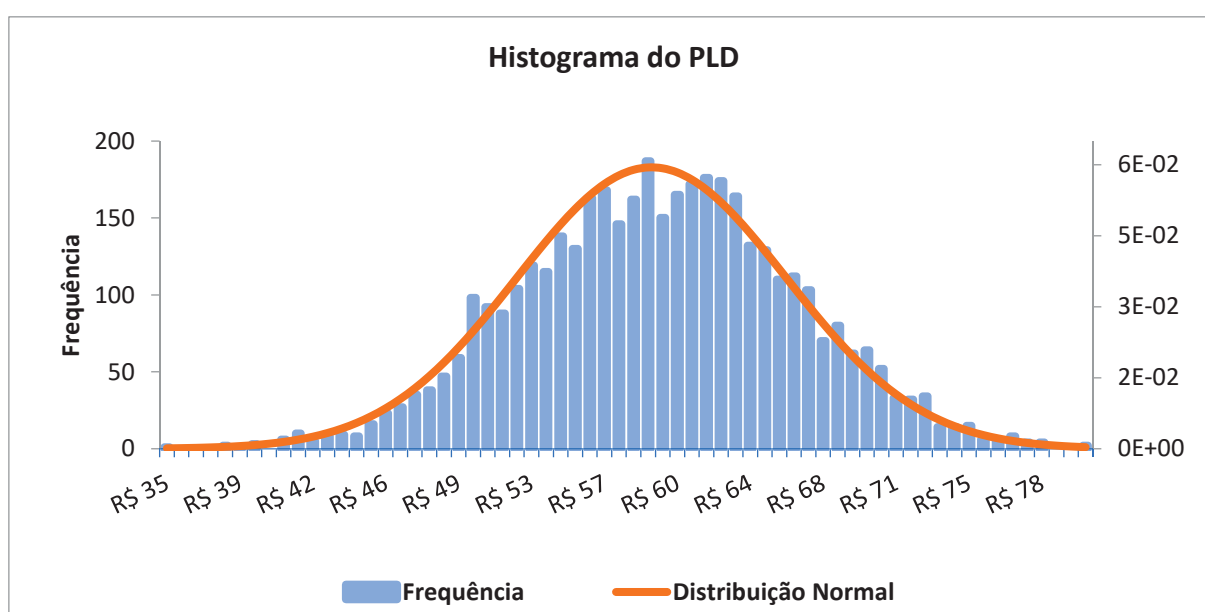


Figura 12: Histograma dos cenários do PLD

Fonte: Autor (2023)

Os demais parâmetros foram definidos por meio dos equacionamentos 86 a 93, anteriormente enunciados, e a Tabela 20 apresenta uma síntese dos dados utilizados na construção das árvores binomiais.

Tabela 20: Parâmetros da Simulação

Valor Presente (S_0)	R\$ 69,04
Preço de Exercício (X)	R\$ 58,99
Prazo em anos (T)	1
Taxa de Juros Livre de Riscos	13,75%
Volatilidade (σ)	11,37%
Número de Intervalos	12
Δt	0,0833
Movimento Ascendente (u)	1,0334
Movimento Descendente (d)	0,9677
Probabilidade de Subida (p)	0,6672
Probabilidade de Descida (q)	0,3328

Fonte: Autor (2023)

A partir destas informações, foram elaboradas as árvores de eventos e de decisões, conforme apresentados nas Tabelas 21, 22 e 23, que apresentam o comportamento do ativo objeto, a avaliação do ativo subjacente e a árvore de decisão, respectivamente. Vale ressaltar que as árvores binomiais implementadas por meio do modelo CRR não fazem uma previsão do preço de um ativo, mas sim, realizam a modelagem do seu possível comportamento.

A Tabela 21 mostra uma variação dos preços entre R\$ 46,56 e R\$ 102,38 por MWh ao final da árvore, os quais estão diretamente associados ao valor da volatilidade (σ). Quanto maior σ , maiores são os movimentos de subida (u) e descida (d), e, consequentemente, maiores são os preços. Percebe-se, portanto, a grande importância da correta estimação desse parâmetro.

Tabela 21: Árvore de Eventos: Comportamento do ativo objeto

Mês 12											
										Mês 11	R\$ 102,38
										Mês 10	R\$ 99,08
									Mês 9	R\$ 95,87	R\$ 95,87
								Mês 8	R\$ 92,78	R\$ 92,78	
							Mês 7	R\$ 89,78	R\$ 89,78	R\$ 89,78	
						Mês 6	R\$ 86,88	R\$ 86,88	R\$ 86,88		
					Mês 5	R\$ 84,07	R\$ 84,07	R\$ 84,07	R\$ 84,07		R\$ 84,07
				Mês 4	R\$ 81,36	R\$ 81,36	R\$ 81,36	R\$ 81,36	R\$ 81,36		
			Mês 3	R\$ 78,73	R\$ 78,73	R\$ 78,73	R\$ 78,73	R\$ 78,73	R\$ 78,73		R\$ 78,73
		Mês 2	R\$ 76,19	R\$ 76,19	R\$ 76,19	R\$ 76,19	R\$ 76,19	R\$ 76,19	R\$ 76,19		
	Mês 1	R\$ 73,73	R\$ 73,73	R\$ 73,73	R\$ 73,73	R\$ 73,73	R\$ 73,73	R\$ 73,73	R\$ 73,73		R\$ 73,73
Mês 0	R\$ 71,34	R\$ 71,34	R\$ 71,34	R\$ 71,34	R\$ 71,34	R\$ 71,34	R\$ 71,34	R\$ 71,34	R\$ 71,34		
R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04		R\$ 69,04
	R\$ 66,81	R\$ 66,81	R\$ 66,81	R\$ 66,81	R\$ 66,81	R\$ 66,81	R\$ 66,81	R\$ 66,81	R\$ 66,81		
		R\$ 64,65	R\$ 64,65	R\$ 64,65	R\$ 64,65	R\$ 64,65	R\$ 64,65	R\$ 64,65	R\$ 64,65		R\$ 64,65
			R\$ 62,56	R\$ 62,56	R\$ 62,56	R\$ 62,56	R\$ 62,56	R\$ 62,56	R\$ 62,56		
				R\$ 60,54	R\$ 60,54	R\$ 60,54	R\$ 60,54	R\$ 60,54	R\$ 60,54		R\$ 60,54
					R\$ 58,59	R\$ 58,59	R\$ 58,59	R\$ 58,59	R\$ 58,59		
						R\$ 56,69	R\$ 56,69	R\$ 56,69	R\$ 56,69		R\$ 56,69
							R\$ 54,86	R\$ 54,86	R\$ 54,86		
								R\$ 53,09	R\$ 53,09		R\$ 53,09
									R\$ 51,38	R\$ 51,38	
										R\$ 49,72	R\$ 49,72
											R\$ 48,11
											R\$ 46,56

Fonte: Autor (2023)

A Tabela 22 mostra a segunda etapa do modelo binomial por meio do cálculo do valor da opção nos vários nós da árvore, realizado de modo recursivo, iniciado no mês 12, que é a data de vencimento da opção, de modo que, para cada passo, o procedimento foi repetido até o ponto inicial. Movimentando-se de trás para frente, obteve-se um valor da opção de R\$ 17,64, que se refere ao prêmio da opção, isto é, o ganho por exercer a compra no mês em questão.

Tabela 22: Árvore de Eventos: Avaliação dos ativos subjacentes

Mês 12											
Mês 11											R\$ 43,40
Mês 10										R\$ 40,76	
Mês 9									R\$ 38,23		R\$ 36,89
Mês 8								R\$ 35,79		R\$ 34,46	
Mês 7							R\$ 33,44		R\$ 32,13		R\$ 30,80
Mês 6						R\$ 31,18		R\$ 29,89		R\$ 28,57	
Mês 5					R\$ 29,01		R\$ 27,73		R\$ 26,43		R\$ 25,09
Mês 4				R\$ 26,92		R\$ 25,66		R\$ 24,37		R\$ 23,05	
Mês 3			R\$ 24,91		R\$ 23,66		R\$ 22,39		R\$ 21,08		R\$ 19,75
Mês 2		R\$ 22,98		R\$ 21,75		R\$ 20,49		R\$ 19,20		R\$ 17,87	
Mês 1	R\$ 21,13		R\$ 19,91		R\$ 18,66		R\$ 17,38		R\$ 16,08		R\$ 14,74
Mês 0	R\$ 19,35		R\$ 18,14		R\$ 16,91		R\$ 15,64		R\$ 14,35		R\$ 13,03
R\$ 17,64		R\$ 16,45		R\$ 15,23		R\$ 13,98		R\$ 12,70		R\$ 11,39	R\$ 10,06
	R\$ 14,83		R\$ 13,62		R\$ 12,39		R\$ 11,12		R\$ 9,82		R\$ 8,50
		R\$ 12,10		R\$ 10,88		R\$ 9,63		R\$ 8,34		R\$ 7,00	R\$ 5,67
			R\$ 9,47		R\$ 8,24		R\$ 6,97		R\$ 5,65		R\$ 4,25
				R\$ 6,98		R\$ 5,75		R\$ 4,48		R\$ 3,14	R\$ 1,56
					R\$ 4,68		R\$ 3,50		R\$ 2,30		R\$ 1,03
						R\$ 2,70		R\$ 1,66		R\$ 0,68	R\$ 0,00
							R\$ 1,19		R\$ 0,45		R\$ 0,00
								R\$ 0,29		R\$ 0,00	R\$ 0,00
									R\$ 0,00		R\$ 0,00
										R\$ 0,00	R\$ 0,00
											R\$ 0,00

Fonte: Autor (2023)

A Tabela 21 apresentou no mês 12 o valor máximo do preço em R\$ 102,38, e, como o preço de exercício é R\$ 58,99, a tomada de decisão mais assertiva é realizar a compra de energia, visto que o preço do ativo é maior que o preço de exercício. Em outras palavras, opta-se por realizar a compra de energia, pois o preço no mercado no mês 12 tem a tendência de atingir R\$ 102,38, e, uma vez que o preço de exercício é R\$ 58,99, é mais vantajoso fazer a aquisição e realizar a contratação no Mercado Livre ao preço de exercício. O valor da opção e prêmio dessa compra no mês 12 será R\$ 43,40 no ponto em questão, como pode ser visto na Tabela 22.

Em contrapartida, neste mês o valor mínimo do preço pode chegar a R\$ 46,56, e como este valor é menor que o preço de exercício de R\$ 58,99, deve-se adiar a compra, pois uma vez que o preço do ativo está abaixo do exercício, não se deve exercer a opção e realizar a compra ao preço de mercado. Em outras palavras, opta-se por adiar a compra de energia, pois o preço no mercado no mês 12 tem a tendência de atingir R\$ 43,40, e, uma vez que o preço de exercício é R\$ 58,99, é mais vantajoso fazer a aquisição de energia no mercado spot ao preço da opção. O valor da opção e prêmio dessa compra no mês 12 será R\$ 0, simbolizando o cenário de adiamento, como pode ser visto na Tabela 22. A Tabela 23 mostra de forma visual a decisão a ser tomada mês a mês mediante a árvore de decisão.

Tabela 23: Árvore de Decisão

Mês 12											
Mês 11											Comprar
Mês 10										Comprar	
Mês 9									Comprar		Comprar
Mês 8								Comprar		Comprar	
Mês 7							Comprar		Comprar		Comprar
Mês 6						Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 5					Comprar		Comprar		Comprar		Comprar
Mês 4				Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 3			Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar
Mês 2		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 1		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 0		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
		-	Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar
			Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar
				Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
					Comprar		Comprar		Comprar		Comprar
						Comprar		Comprar		Comprar	
							Comprar		Comprar		Comprar
								Comprar		Comprar	
									Comprar		Adiar
										Adiar	
										Adiar	
										Adiar	
										Adiar	
										Adiar	
										Adiar	
										Adiar	
										Adiar	

Fonte: Autor (2023)

Por meio da Tabela 23, pode-se verificar que até o oitavo mês é altamente favorável a compra dos montantes de energia. Esse resultado está condizente com a teoria, pois se o preço da energia estiver acima do seu preço de exercício, deve-se realizar a compra e efetuar o contrato no Mercado Livre ao preço de exercício. Por outro lado, se o preço de energia estiver abaixo do preço de exercício deve-se adiar o contrato de compra de energia no Mercado Livre e realizar a compra ao preço de mercado. Este cenário é visto a partir do nono mês, quando se identifica a opção de adiamento, pois de acordo com os riscos associados na avaliação, há a possibilidade de o preço do mercado ficar abaixo do preço de exercício, configurando em um cenário de compra desfavorável, conforme sinalizado pelas linhas zeradas da Tabela 22.

Estes resultados estão alinhados às expectativas, pois uma vez que o preço de liquidação de diferenças (PLD) se encontra em patamares mais baixos na data atual, fevereiro de 2023, o preço dos contratos bilaterais (PCB) acompanha esse movimento, por isso aconselha-se investir nos contratos e realizar a aquisição dos montantes de energia neste momento.

Uma importante análise que deve ser feita é com relação à relevância do parâmetro volatilidade (σ) no cálculo do valor da opção. Quanto maior σ maiores são os movimentos de subida (u) e descida (d), e, conseqüentemente, maiores são as amplitudes dos preços. Percebe-se, portanto, a grande importância da correta estimativa desse parâmetro. A Tabela 24 apresenta a simulação do valor da opção com a volatilidade variando em $\pm 5\%$.

Tabela 24: Simulação para diferentes valores de volatilidade (σ)

Parâmetros	Caso 1 $\sigma - 5\%$	Caso Base σ	Caso 2 $\sigma + 5\%$
Valor Presente (S_0)	R\$ 69,04	R\$ 69,04	R\$ 69,04
Preço de Exercício (X)	R\$ 58,99	R\$ 58,99	R\$ 58,99
Taxa de Juros Livre de Riscos	13,75%	13,75%	13,75%
Prazo em anos (T)	1	1	1
Número de Intervalos	12	12	12
Volatilidade (σ)	6,37%	11,37%	16,37%
Valor da Opção	R\$ 15,63	R\$ 17,64	R\$ 19,78
Variação ao Caso Base	-11%		12%

Fonte: Autor (2023)

As Tabelas 25 e 26 apresentam as árvores de decisão às volatilidades propostas na Tabela 24, $\sigma = 6,37\%$ e $\sigma = 16,37\%$, respectivamente.

Tabela 25: Árvore de Decisão para o caso 1 ($\sigma = 6,37\%$)

Mês 12											
Mês 11											Comprar
Mês 10										Comprar	
Mês 9									Comprar		Comprar
Mês 8								Comprar		Comprar	
Mês 7							Comprar		Comprar		Comprar
Mês 6						Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 5					Comprar		Comprar		Comprar		Comprar
Mês 4				Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 3			Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar
Mês 2		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 1		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
Mês 0		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
-		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
	Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		
		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
			Comprar		Comprar		Comprar		Comprar		
				Comprar		Comprar		Comprar		Comprar	
					Comprar		Comprar		Comprar		
						Comprar		Comprar		Comprar	
							Comprar		Comprar		
								Comprar		Comprar	
									Comprar		
										Comprar	
											Adiar
										Adiar	
											Adiar

Fonte: Autor

Neste contexto, observa-se que um aumento na volatilidade do preço de energia ocasiona um aumento no valor da opção, pois quanto maior a incerteza sobre a variação do preço de um ativo, medida por sua volatilidade, menor a possibilidade de retornos positivos. Desta forma, uma incorreta escolha da volatilidade pode implicar em estratégias incorretas ou infundadas de aquisição ou adiamento à compra do insumo, e demonstram a importância da correta estimação desse parâmetro.

Mediante os resultados apresentados, a metodologia proposta por meio da utilização da Teoria das Opções Reais para avaliação do momento ótimo para a aquisição de energia elétrica no Mercado Livre, mostrou-se efetiva, pois possibilitou identificar períodos apropriados para a realização da compra de energia, auxiliando diretamente em uma tomada de decisão mais assertiva, contribuindo assim para a minimização dos custos com os contratos de energia elétrica no Mercado Livre.

5.2 RESUMO DOS RESULTADOS DOS PROCESSOS DE OTIMIZAÇÃO

Para os processos de otimização da demanda de potência na modalidade verde, conforme apresentado na Tabela 27, os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador, para λ iguais a 0, 0,5 e 1, resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação do caso base com demanda fixa de 3.500 kW ao longo do ano de 2023. Percebe-se que para as três situações foi obtida uma economia com custos de demanda de potência, variando de R\$ 10.678,00 (1,7%) a R\$ 47.397,00 (7,8%).

Igualmente na modalidade azul, os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador, para λ iguais a 0, 0,5 e 1, resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação do caso base, pois nas três situações foi obtida uma economia com custos de demanda de potência, variando de R\$ 4.692,00 (0,7%) a R\$ 39.769,00 (5,9%). Em adição, à medida em que a aversão ao risco da análise aumentou representada pelo λ , aumentou-se o custo de demanda de potência, pois isso configura uma contratação mais conservadora do ponto de vista dos piores cenários.

Tabela 27: Resumo dos resultados dos perfis ótimos de demanda de potência

Modalidade	Contrato e λ	Custo Anual	Economia	Economia %
Resultados da Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Verde	Contrato	R\$ 656.880	-	-
	$\lambda = 0$	R\$ 609.483	-R\$ 47.397	-7,8%
	$\lambda = 0,5$	R\$ 627.521	-R\$ 29.359	-4,7%
	$\lambda = 1$	R\$ 646.202	-R\$ 10.678	-1,7%
Resultados da Otimização da Demanda de Potência em Modalidade Azul	Contrato	R\$ 715.365	-	-
	$\lambda = 0$	R\$ 675.596	-R\$ 39.769	-5,9%
	$\lambda = 0,5$	R\$ 694.766	-R\$ 20.599	-3,0%
	$\lambda = 1$	R\$ 710.673	-R\$ 4.692	-0,7%

Fonte: Autor (2023)

Para os processos de otimização do consumo de energia elétrica na modalidade verde, conforme apresentado na Tabela 28, os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador, para λ iguais a 0, 0,5 e 1, resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação no caso base, ao longo do ano de 2023. Percebe-se que para as três situações foi obtida uma economia com custos de energia, variando de R\$ 233.060,00 (4,0%) a R\$ 541.579,00 (9,8%).

Igualmente na modalidade azul, os perfis ótimos sugeridos pelo otimizador, para λ iguais a 0, 0,5 e 1, resultaram em um custo anual menor para o perfil de contratação no caso base, ao longo do ano de 2023. Percebe-se que para as três situações foi obtida uma economia com custos de energia, variando de R\$ 194.669,00 (3,8%) a R\$ 461.939,00 (9,5%).

Em adição, à medida que a aversão ao risco aumentou, aproximando-se da unidade, os custos aumentaram, simbolizando que o consumidor pode avaliar e escolher o risco que está disposto a assumir, optando por um negócio com retorno certo, mesmo podendo ser menor. Desta forma, à medida que λ aproximou da unidade, aumentou-se o custo de energia elétrica, configurando uma contratação mais conservadora.

Tabela 28: Resumo dos resultados dos perfis ótimos de energia elétrica

Modalidade	Contrato e λ	Custo Anual	Economia	Economia %
Resultados da Otimização do consumo de energia elétrica em Modalidade Verde	Contrato	R\$ 6.043.472	-	-
	$\lambda = 0$	R\$ 5.501.892	-R\$ 541.579	-9,8%
	$\lambda = 0,5$	R\$ 5.655.831	-R\$ 387.641	-6,9%
	$\lambda = 1$	R\$ 5.810.412	-R\$ 233.060	-4,0%
Resultados da Otimização do consumo de energia elétrica em Modalidade Azul	Contrato	R\$ 5.317.021	-	-
	$\lambda = 0$	R\$ 4.855.082	-R\$ 461.939	-9,5%
	$\lambda = 0,5$	R\$ 4.990.349	-R\$ 326.673	-6,5%
	$\lambda = 1$	R\$ 5.122.353	-R\$ 194.669	-3,8%

Fonte: Autor

Os custos no Mercado Livre têm alta dependência com o preço de contratos bilaterais, e com base no seu valor, é possível determinar cenários em que é mais vantajoso estar vinculado ao Mercado Livre ou ao Mercado Cativo. Neste contexto, existe um valor do preço de energia que define a atratividade entre os dois ambientes de contratação, denominado preço de indiferença, que pode ser visualizado na Figura 12 para a análise de energia na modalidade verde, e na Figura 13 para a modalidade azul, referente à unidade consumidora tomada como caso base nesta dissertação.

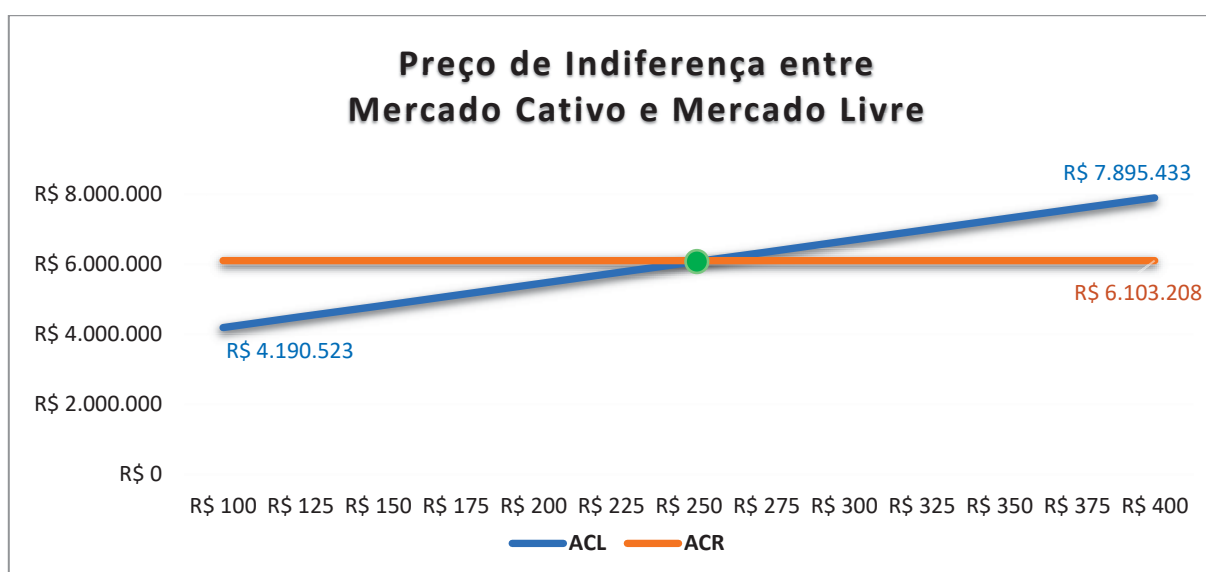


Figura 13: Preço de Indiferença do Mercado Cativo e Livre na modalidade verde

Fonte: Autor

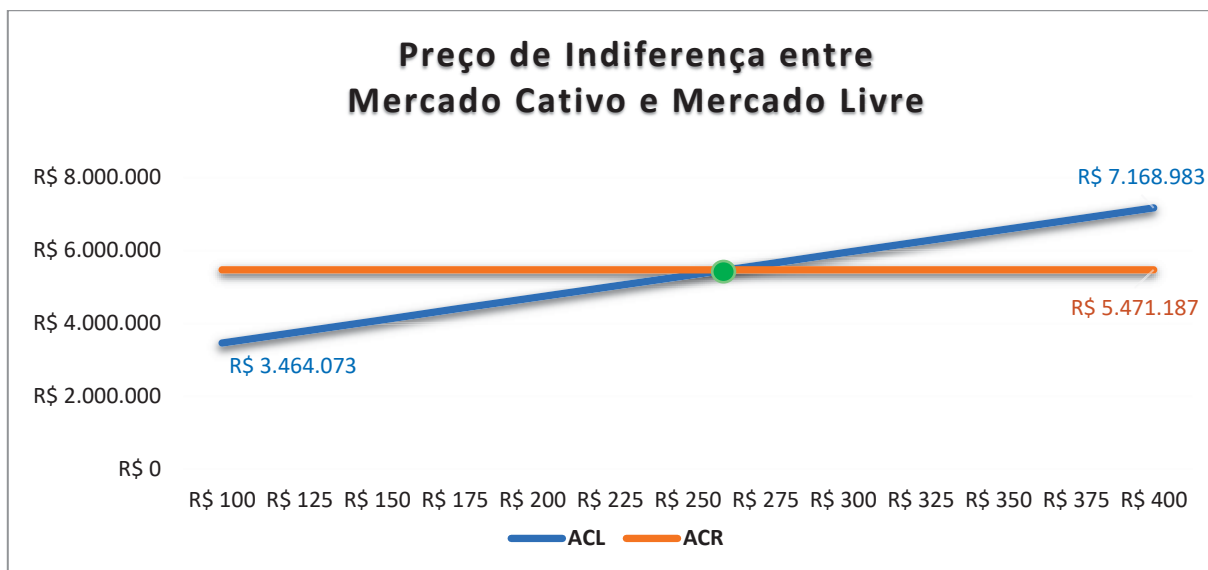


Figura 14: Preço de Indiferença do Mercado Cativo e Livre na modalidade azul

Fonte: Autor

Observa-se que o preço de indiferença entre Mercado Cativo e Mercado Livre gira em torno de R\$ 255,00 para o cenário deste consumidor na modalidade verde, e R\$ 265,00, na modalidade azul. A otimização aplicada indica que, para Preços de Contrato Bilaterais abaixo do preço de indiferença, o Mercado Livre é mais vantajoso para este consumidor, permitindo uma economia no custo anual de contratação de energia. Para valores acima, verifica-se que não é vantajoso ao consumidor estar no Mercado Livre, pois um contrato no Mercado Cativo seria menos oneroso. Essa análise de viabilidade financeira é imprescindível para verificar o momento mais oportuno a realizar uma eventual migração ao Mercado Livre de modo a determinar a ocorrência de economia a curto, médio e longo prazos.

Para os processos de otimização na definição do momento ótimo de compra de energia e realização do contrato no Mercado Livre, conforme indicado na Tabela 29, foi obtida uma variação do valor do insumo entre R\$ 46,56 e R\$ 102,38 por MWh ao final da árvore de eventos, e após aplicar as rotinas recursivas obteve-se um valor da opção no valor de R\$ 17,64, que se refere ao prêmio da opção, isto é, o ganho por exercer a compra no mês em questão.

Tabela 29: Resumo dos resultados dos momentos ótimos para compra de energia

Volatilidade (σ)	11,37%
Movimento Ascendente (u)	1,0334
Movimento Descendente (d)	0,9677
Probabilidade de Subida (p)	0,6672
Probabilidade de Descida (q)	0,3328
Variação do Valor da Energia	46,56 a 102,38 (R\$/MWh)
Valor da Opção - Prêmio	17,64 (R\$/MWh)
Tomada de Decisão: Aquisição	até o oitavo mês
Tomada de Decisão: Adiamento	a partir do nono mês

Fonte: Autor

Por meio da árvore de decisão foi verificado que até o oitavo mês era altamente favorável investir na compra dos montantes de energia, resultado condizente com a teoria, pois é mais vantajoso realizar a aquisição se o valor do insumo for maior do que o valor de exercício. Em contrapartida, a partir do nono mês foi identificada possibilidade de adiamento à compra de energia, pois os preços de energia se mostraram na simulação mais baixos que o valor de exercício, potencializando a tomada de decisão desfavorável à compra dos montantes de energia. Estes resultados estão alinhados às expectativas, pois uma vez que o PLD se encontra em um patamar mais baixo, o preço dos contratos bilaterais acompanha esse movimento, e por isso aconselha-se investir nos contratos e realizar imediatamente a aquisição dos montantes de energia.

Além disso, foi considerado um valor de volatilidade (σ) do PLD de 11,37%, determinada por meio do desvio-padrão da distribuição de probabilidades dos cenários criados com base no PLD histórico. Esse parâmetro é bastante importante nos processos de otimização e possui alto impacto no cálculo do valor da opção, pois quanto maior o σ , maiores são os movimentos de subida (u) e descida (d), e, consequentemente, maiores são as amplitudes dos preços. Foi verificado que a variação em 5% na volatilidade alterou o valor da opção acima de 10%, e, no caso estudado, poderia implicar em estratégias incorretas de antecipação ou adiamento da compra de energia. Isso denota a grande importância da correta estimação deste parâmetro.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os resultados da metodologia proposta para contratação ótima de demanda de potência e de energia elétrica, bem como a determinação do melhor momento para realizar a compra de energia, visando minimizar os custos e riscos do consumidor.

Conforme apresentados na revisão de literatura, os trabalhos de Santos (2020), Bittencourt (2016) e Lima (2015) foram importantes referências utilizadas na formulação matemática do modelo de otimização estocástica. Estes trabalhos mostraram metodologias para definir o perfil ótimo de contratação, utilizando incertezas na demanda de potência e no consumo de energia. O modelo apresentado nesta dissertação, além destas variáveis, inseriu também o PLD como variável incerta, pois além de ser o valor base para as contratações da energia no mercado de curto prazo, influencia diretamente no preço dos contratos bilaterais.

Além de definir um perfil ótimo de contratação, o modelo proposto nesta dissertação agregou a otimização do momento da compra de energia, possibilitando tomadas de decisão mais assertivas por meio de perspectivas de menores preços. Para esta modelagem as principais referências utilizadas na formulação matemática do modelo binomial foram os trabalhos de Fabrini (2011), Brandão (2010) e Arantes (2010), que aplicaram suas metodologias em telecomunicações e infraestrutura de rede elétrica. Outros trabalhos foram usados em mineração, gás e petróleo e na área financeira, portanto, todos não voltados ao mercado de energia.

Desta forma, podem-se verificar as contribuições da metodologia proposta nesta dissertação que, para definir o perfil ótimo de contratação de demanda e energia, aplicou-se a Otimização Estocástica com Aversão ao Risco, utilizando mais parâmetros incertos na modelagem, e, para se determinar o melhor momento para a compra de energia, aplicou-se a Teoria das Opções Reais Americanas por meio do modelo binomial com ação específica no Mercado Livre, proporcionando robustez, acuracidade e eficácia à metodologia.

Mediante os resultados citados, verifica-se que a metodologia foi efetiva, tendo identificado os valores ótimos de contratação, além dos períodos apropriados para realizar a aquisição dos montantes de energia, minimizando assim os custos anuais com demanda de potência e energia elétrica.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou um modelo de otimização que permite definir valores ótimos de demanda de potência e energia elétrica que minimizam os custos de contratação para consumidores, de modo a dar apoio na tomada de decisão, levando em consideração a aversão ao risco.

Para a otimização de demanda de potência, nos cenários com aumento de aversão ao risco (λ), o otimizador propôs uma menor redução de demanda de potência, obtendo-se custos mais altos, configurando uma contratação mais conservadora e, portanto, com um retorno mais certo, mesmo com menor valor. Para a otimização da energia elétrica, foi verificado que o consumidor pode realizar a contratação do montante de acordo com sua estratégia e sazonalização da produção, não havendo a limitação de redução dos montantes como ocorre para o caso da demanda de potência. Além disso, observa-se que o otimizador sugeriu a contratação de quantidades mais altas de energia à medida que se aumenta a aversão ao risco (λ), e, conseqüentemente, aumenta-se o custo anual, pois isso configura uma contratação mais conservadora do ponto de vista dos piores cenários.

Além disso, foi avaliado que existe um valor do preço de energia entre o Mercado Cativo e Mercado Livre o qual define a faixa de valores atrativa para estes ambientes, denominado preço de indiferença. Desta forma, foi verificado que, para valores abaixo do preço de indiferença, o Mercado Livre apresenta-se como um ambiente vantajoso de contratação, e quando os valores superam o Preço de Indiferença, o Mercado Cativo torna-se o ambiente mais vantajoso financeiramente.

Em adição, este trabalho também propôs a utilização da Teoria das Opções Reais para avaliação do momento adequado em realizar a aquisição de energia elétrica no Mercado Livre, por meio da modelagem do PLD como variável incerta no modelo. A aplicação deste modelo, nas análises de compra de energia no Mercado Livre, possibilitou uma tomada de decisão mais assertiva, uma vez que esta ferramenta incorpora as incertezas na avaliação das aquisições, identificando oportunidades de menores preços.

Neste estudo, pode-se verificar que até o oitavo mês era altamente favorável a compra dos montantes de energia e a partir do nono mês identificou-se a opção de adiamento à aquisição. Esse resultado está alinhado à teoria, pois sempre será mais vantajoso realizar a compra de energia se o valor do ativo for maior do que o valor de

exercício, e uma vez que o PLD se encontra baixo, aconselha-se a realizar imediatamente a aquisição dos montantes de energia, portanto, investir nos contratos. Além disso, foi evidenciada a importância e relevância da volatilidade (σ) no cálculo do valor da opção. Com uma variação de $\pm 5\%$ de σ , foi verificada uma variação na ordem de 10% no valor da opção, que demonstra a importância de uma correta estimação desse parâmetro para não ter implicações em estratégias incorretas ou infundadas, relacionadas à aquisição de energia elétrica.

Com base nesses resultados, verifica-se que os objetivos dessa dissertação atingiram às expectativas, uma vez que foram obtidas soluções ótimas para a demanda de potência e energia elétrica do consumidor, levando em consideração sua aversão ao risco, gerando assim economia no custo anual destes contratos. A identificação dos momentos ótimos para realizar a aquisição dos montantes de energia evidenciou momentos de adiamento, de modo que igualmente auxiliou em uma tomada de decisão mais assertiva para uma gestão de contratação mais eficiente.

Portanto, pode-se concluir que o modelo de otimização se mostrou efetivo, de modo que foram obtidos os valores ótimos de demanda de potência e energia elétrica e foram identificados os períodos para realizar a aquisição e/ou adiamento da compra dos montantes de energia, contribuindo assim para a minimização dos custos com os contratos de energia elétrica no Mercado Livre.

Para trabalhos futuros no âmbito da Otimização Estocástica com Aversão ao Risco na minimização dos custos com demanda de potência e energia elétrica, é proposto implementar a metodologia aos demais grupos e subgrupos de energia, visto que o modelo proposto nesta dissertação foi aplicado ao grupo A, subgrupo A4, cujo atendimento se dá em 2,3 a 25 kV e modalidades tarifárias verde e azul. Além disso, é recomendado aumentar o tempo de discretização dos processos de otimização de modo a ter um horizonte maior de previsão, como por exemplo 24 meses.

Em adição, o modelo proposto utilizou dados históricos e o conceito de formação do PLD estrutural com base no valor de fechamento mensal. Até dezembro de 2020 o PLD era determinado em base semanal, e por meio dos valores do PLD semanal era definido o PLD mensal utilizado como preço base para as liquidações financeiras da CCEE. Entretanto, a partir de janeiro de 2021 o PLD passou a ter base horária, calculado por um modelo computacional chamado DESSEM e divulgado diariamente pela CCEE. Nele, são inseridas informações de previsão climática,

afluências, velocidade dos ventos, níveis de carga e de reservatórios. Desta forma, dispondo de uma base histórica com mais de 24 meses consolidados, a amostra é representativa e pode ser utilizada como dado de entrada para geração dos cenários, bem como seu conceito de formação pode ser inserido nos processos de otimização. Portanto, é sugerida a utilização do PLD horário, para avaliar o impacto nos processos e resultados das otimizações.

Referente à previsão dos preços de contratos bilaterais por meio da Teoria das Opções Reais, é proposto aumentar o número de intervalos definido por (T) , visando acuracidade no modelo, que neste trabalho foi determinado como 12, simbolizando cada mês do período T em análise, e desta forma, o consumidor realiza a tomada de decisão uma vez ao mês. Uma discretização semanal ou até mesmo diária seria interessante, mas isso requer considerável esforço computacional.

Além disso, o modelo proposto foi aplicado à metodologia desenvolvida por Cox, Ross e Rubinstein (CRR) para Opções Reais Americanas, em que é possível exercer a opção em qualquer período até a data de vencimento. Em contrapartida, a metodologia desenvolvida por Black e Scholes (BS) para Opções Reais Europeias podem ser exercidas somente na data de vencimento do título. Neste contexto, é sugerido implementar o modelo para Opções Reais Europeia de Black e Scholes (BS), e verificar convergência, vantagens e desvantagens de cada método.

Por fim, no mercado de opções reais, denomina-se por *call* a opção de compra de um ativo pelo preço do contrato, e *put*, a opção de venda. Mensalmente, o consumidor livre precisa liquidar os seus montantes de energia na CCEE. No caso de subcontratação, isto é, o valor contratado é menor que consumo medido, é necessário comprar energia no mercado de curto prazo. Já no caso de sobrecontratação, quando o valor contratado é maior que consumo medido, o consumidor livre deve realizar a venda da energia excedente no MCP. O modelo proposto nesta dissertação foi aplicado para a compra de energia (*call*), portanto, é sugerido adaptá-lo para a venda de energia (*put*), de modo a obter uma metodologia completa, podendo ser aplicada em ambas as situações.

7 REFERÊNCIAS

ALONSO-AYUSO, A., CARVALLO, F., ESCUDERO, L. F., GUIGNARD, M., PI, J., PURANMALK, R., & WEINTRAUB, A. (2014). Medium range optimization of copper extraction planning under uncertainty in future copper prices. *European Journal of Operational Research*, 233(3), 711-726.

ANEEL. Modalidades Tarifárias. Publicado em 24 de fevereiro de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>.

ANEEL. Resolução Homologatória N.º 3.094, válida de 22 de agosto de 2022 a 21 de agosto de 2023. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223094ti.pdf>.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N.º 414, de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N.º 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20215163.pdf>.

ARANTES, E. Opções reais aplicadas a projeto de investimento em telecomunicações com o uso do modelo binomial e Simulação Monte Carlo. 2010. 133 f. Pontifícia Universidade Católica de São Paulo. São Paulo, 2010.

BITTENCOURT, D. Determinação do nível ótimo de contratação de energia elétrica para grandes consumidores baseado em técnicas de gerenciamento do risco. 2011. 109 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

BITTENCOURT, E. Simulação e Otimização Estocástica para Contratação de Energia Elétrica de Grandes Consumidores. 2016. 95 f. Dissertação (mestrado) Centro Técnico Científico da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2016.

BLACK, F. & SCHOLES, M. (1973). The Price of Options and Corporate Liabilities. *Journal of Political Economy*, 81, 637-659.

BOTH, R. A.; BREIER, G. P. Uma proposta de modelo matemático para otimização da demanda contratada de energia elétrica. XXXI Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Belo Horizonte, MG, Brasil, 04 a 07 out. 2011.

BRANDÃO, M. Análise dos Parâmetros que Influenciam a Obtenção do Valor da Flexibilidade por Opções Reais no Setor Elétrico. 2010. 104 f. Universidade Federal De Itajubá. Itajubá, 2010.

CARLOS, E. T.; LIMA, D. A.; OCHOA, L. F. Energy contracting for large consumers in Brazil: a real case study. 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10 to 13 jun. 2013.

CARRIÓN, M. et al. A stochastic programming approach to electric energy procurement for large consumers. *IEEE Transactions on power systems*, v. 22, n. 2, p. 744-754, 2007.

CCEE, Encontro PLD de 02 de janeiro de 2023. Gerência Executiva de Preços, Modelos e Estudos Energéticos, 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>.

CCEE, Cenário Atual e Perspectivas para o Mercado Livre de Energia do Brasil de 19 de setembro de 2022. Câmara Técnica de Energia da ABAR. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/20220919_Mercado%20Livre_ABAR.pdf/60a08291-0af0-6654-9db6-92fd96772cc4.

COX, J. & ROSS S. (1976). The Valuation of Options for Alternative Stochastic Process. *Journal of Financial Economics*, 3, 145-166.

COX, J.; ROSS, S. & RUBINSTEIN, M. (1979). Option Pricing: A Simplified Approach. *Journal of Financial Economics*, 7, 229-263.

DONATELLI, D.; KONRATH, Andréa C. Simulação Monte Carlo na Avaliação de Incertezas de Medição. Florianópolis, 2005.

FABRINI, K. Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem para Análise de Investimento em Expansão do Sistema Elétrico. 2011. 129 f. Dissertação (mestrado). Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2011.

FENOLIO, L. Aplicação da Teoria de Opções Reais na Avaliação de Pequena Central Hidrelétrica. 2009. 53 f. Faculdade IBMEC São Paulo. São Paulo. 2009.

OPENSOLVER. Guide to Solvers (2023). World Energy Statistics and Balances. Disponível em: <https://opensolver.org/guide-to-solvers/>.

HULL, J.C. (1997). Options, Futures and Other Derivatives. Prentice Hall, Englewood Cliffs, Nova Jersey.

IEA, (2022). World Energy Statistics and Balances. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances>.

LIMA, D. et al. Contratação de energia elétrica de grandes consumidores: uma abordagem estatística e de otimização para definição da melhor estratégia de contratação. XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu-PR, Brasil, 2015.

LINDEMEYER, R; ROCHMAN. R. Teoria de Opções Reais: Uma aplicação em usinas eólicas no Mercado Livre. XXV SNTPEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte, 2013.

MARQUES, N; BASTIAN-PINTO C; BRANDÃO L. A Tutorial for Modeling Real Options Lattices from Project Cash Flows. 2020. Journal of Contemporary Administration. 2020.

METROPOLIS, N.; ULAM, S. The Monte Carlo method. Journal of the American Statistical Association, v. 44, n. 247, p. 335-341. 1949.

MME. Portaria N.º 514, de 27 de dezembro de 2018. 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.

MME. Portaria N.º 465, de 12 de dezembro de 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>.

MME. Portaria N.º 50, de 27 de setembro de 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>.

MUN, J. Real Options Analysis. Ed. Wiley Finance. 416p., 2002.

PLANALTO. Decreto N.º 5.163 de 30 de julho de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM.

RAYCHAUDHURI, S. Introduction to Monte Carlo simulation. Proceedings of the 40th Conference on Winter Simulation. Miami. 2008.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Optimization of Conditional Value-at-Risk. Journal of Risk, vol. 2, N.º 3, p. 63-77, 2010.

SANTOS, E. M.; PAMPLONA, E. O. Teoria das Opções Reais: Uma Abordagem Estratégica para Análise de Investimentos. XXI Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Salvador, BA, 2001.

SANTOS FILHO, A. D. Teoria das Opções Reais Aplicada a Projetos de Investimento em Prestação de Serviços de Tecnologia da Informação. Dissertação (mestrado).

Fundação Getúlio Vargas - Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas. Rio de Janeiro, RJ, 2003.

SANTOS, T. Contratação de Energia Elétrica por Grandes Consumidores no Mercado Cativo e no Mercado Livre. 2020. 139 f. Dissertação (mestrado) Centro Tecnológico Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020.

STREET, A. Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica. 2008. 174 f. Tese (doutorado) Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

STREET, A. et al. Estratégias de formação de um pool misto de energia renovável e convencional no ACL: Criação de novos modelos de negócios – Relatório Fase 3. Documentação do projeto P&D PUC-Rio & ENEVA, 2014.

STREET, A. On the Conditional Value-at-Risk Probability-dependent Utility Function. Internal Research Report – N.º 1. Rio de Janeiro, 2009.

THOMPSON, R. C. Discussion of Earning at Risk (EAR) – An Effective and Understandable Methodology for IRR Management. Informative of TCT Risk Solutions, 2014.

URYASEV, S. VaR vs CVaR in Risk Management and Optimization. Presentation at Financial Engineering Lab, pp. 48-75, University of Florida, 2011

Esta dissertação foi elaborada por Liedson Oliveira dos Santos,
sob orientação do Professor PhD. Clodomiro Unsihuay-Vila.

CURITIBA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
2023