

COMPARAÇÃO DE POLÍTICAS DE COMPRA DE ENERGIA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE VIA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO (SMC)

Lucas Cândido Araújo (UFRGS)

lucas.c.araujo89@gmail.com

Michel José Anzanello (UFRGS), PhD

anzanello@producao.ufrgs.br

RESUMO

O presente artigo tem como objetivo comparar duas políticas de compra de energia elétrica no ambiente de contratação livre. A primeira propõe um perfil mais conservador no qual toda energia necessária é contratada a longo prazo, protegendo assim a empresa contra a volatilidade dos preços praticados no mercado de curto prazo (MCP). A segunda prevê uma exposição de parte do volume de energia demandando no MCP, tendo somente 80% do montante necessário contratado. Para operacionalizar a comparação entre as duas políticas, utilizou-se o método de Monte Carlo, que simula cenários estocásticos através da geração de valores aleatórios para as variáveis consumo de energia (D) e PLD (preço praticado no MCP). Foram propostos 7 cenários alterando variáveis que compõem o PLD e o consumo da empresa. Foi considerado um espaço de tempo de 5 anos para cada cenário, gerando um total 10.000 resultados para cada cenário, com a finalidade de garantir estabilidade e confiança dos resultados. Em todos os cenários os valores obtidos para os dois métodos foram bastante próximos, sendo o valor do contrato de energia à longo prazo entendido como o fator decisivo para escolha da política a ser adotada.

Palavras-chaves: Simulação Monte Carlo; Ambiente de Contratação Livre; Preço de Liquidação das Diferenças.

1. INTRODUÇÃO

A comercialização de energia elétrica impacta diretamente no crescimento de países, visto que os gastos com a mesma influenciam fortemente na estratégia operacional (AMADEU,

2011) empresas de todos os portes e segmentos. De tal forma, um adequado planejamento para adquirir energia a um preço mais baixo deve estar na agenda das organizações.

No Brasil, devido à grande disponibilidade de recursos hídricos, a maior parte da geração de energia elétrica é proveniente de hidroelétricas (AMADEU, 2011). Estas, por sua vez, dependem basicamente de fatores naturais, como o volume de chuvas e o nível de água em seus reservatórios, para a disponibilidade de geração elétrica. Tais fatores influenciam os preços da energia, visto que há grande amplitude entre os períodos de seca e chuvas do país. Esta volatilidade de preços faz com que empresas invistam tempo e recursos na criação de estratégias de compra e utilização eficaz de sua energia, visando a minimizar gastos e maximizar oportunidades na área. Esses planejamentos são muitas vezes enraizados nas previsões de preços e demanda de energia do mercado.

O mercado Brasileiro, no que diz respeito à Indústria de eletricidade, sofreu grandes alterações nas últimas décadas. Até os anos 90, a comercialização de energia era feita por empresas estatais e federais, porém no começo da década o governo sinalizou que não teria mais condições de investir no sistema elétrico e apontou para abertura do mercado para privatizações (CCEE, 2012). No ano de 1995, com a Lei 9.074, foi criado o Produtor Independente de Energia, PIE, e também o conceito de Consumidor Livre, que significava uma liberdade por parte destes consumidores em escolher o seu fornecedor de energia elétrica (FLOREZI, 2009). Começava a existir neste momento dois mercados de energia no país: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou também conhecido como Mercado Cativo de Energia, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), Mercado Livre de Energia.

O Mercado Livre de energia surgiu como uma alternativa para que o consumidor possuísse mais autonomia para decidir a maneira do fornecimento de sua energia. Esta liberdade fez com que os preços e quantidades de energia pudessem ser negociados com comercializadoras ou diretamente com o gerador de energia, através de contratos de curto e longo prazo. Este poder de escolha, ao mesmo passo em que aumentou a carteira de opções para aquisição de energia para os consumidores, também os deixou mais expostos ao risco da variabilidade de preços do Mercado de Energia.

Diferentemente do Mercado Cativo, o consumidor do ACL precisa informar ao seu contratado a quantidade de energia que necessitará mensalmente, durante os meses previstos no contrato. Estes valores possuem uma flexibilidade, a qual é previamente acordada entre ambas as partes; assim, o consumidor possui uma faixa de valores onde será cobrado o preço acertado em contrato. Para consumos fora desta tolerância, o consumidor é penalizado,

precisando vender a sobra de energia ou buscar no mercado de curto prazo determinada quantidade de energia que não estava prevista em contrato (FLOREZI, 2009).

O objetivo deste artigo é comparar duas políticas de compra de energia no Ambiente de Contratação Livre, através da Simulação de Monte Carlo. Na primeira, é apresentado um posicionamento mais conservador, caracterizado por contratos de longo prazo, com preços e montantes de energia fixados para cada mês, a fim de atender toda a demanda de energia da empresa para os próximos 5 anos; na segunda, é sugerida uma política mais exposta ao risco da variação de preços do mercado de curto prazo, onde parte da energia é comprada no mercado de longo prazo e o restante negociado no de curto prazo. Para isso o estudo será dividido em duas partes. A primeira avalia os coeficientes de correlações para identificar as variáveis independentes que mais impactam sobre o preço de energia no mercado de curto prazo (variável dependente), também chamado de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). Após a determinação destas variáveis, será gerado um modelo apoiado em Simulação de Monte Carlo para avaliar como alterações nas variáveis mais relevantes para as duas políticas impactam sobre as duas políticas.

Este artigo está disposto em cinco seções. Na seção 2 será apresentada uma revisão bibliográfica a respeito do Mercado Livre de energia no Brasil, PLD, Coeficiente de Correlação, e, por fim, Simulação de Monte Carlo (que será utilizada como fundamento para o desenvolvimento do método proposto na seção 3). Na seção 4 serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação do método e uma análise sobre os impactos desses resultados para a empresa estudada. Por fim, a seção 5 conclui o trabalho, comparando os resultados obtidos com os objetivos propostos e sugerindo pesquisas futuras na área.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Esta seção visa apresentar os fundamentos das ferramentas que serão utilizadas no método proposto. A seção foi dividida em quatro partes: mercado livre de energia no Brasil, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), Coeficiente de Correlação e a simulação de Monte Carlo.

2.1. MERCADO LIVRE DE ENERGIA

A indústria de energia elétrica brasileira, a partir da década de 1990, passou por profundas alterações. O governo começava a dar sinais de que não conseguiria garantir o atendimento da demanda de energia do país que crescia rapidamente (FLOREZI, 2009). Diante desta dificuldade, diversas medidas institucionais foram criadas com o objetivo de atrair

investimentos oriundos da iniciativa privada. Entre elas destaca-se a flexibilização da forma de comercialização de energia elétrica entre os agentes participantes desta indústria através da criação do mercado livre de energia brasileiro (MAGALHÃES, 2009).

Criado em 1994, o mercado livre de energia, ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), é um mercado de contratação de energia onde os consumidores possuem livre escolha de seleção de seus fornecedores de energia (FARIA, 2008). A principal característica do ACL é a autonomia que os agentes, consumidores e fornecedores de energia, possuem para negociar as condições de compra e venda de energia elétrica. Estas condições envolvem os preços praticados, prazos de pagamento, volume de energia que será contratado ao preço acordado, a flexibilidade quanto ao consumo, hipóteses de rescisão de contrato, penalidades e garantias (MAGALHÃES, 2009). Todos estes parâmetros são registrados nos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE), que podem ser negociados para curto, médio e longo prazo.

Para um consumidor estar apto a comercializar no ACL, esse deve preencher alguns pré-requisitos técnicos, como possuir carga de energia (ou demanda de energia) igual ou maior que 3 MW (Mega Watt) e ser atendido por uma tensão igual ou superior a 69 kV (quilo Volt). Caso o cliente tenha sido conectado a rede de energia após o dia 08/07/1995, não é necessário estar conectado a 69 kV. Estes clientes são chamados de grandes clientes convencionais livres. Porém clientes de médio porte também podem ser atendidos no mercado livre, desde que tenham uma carga acima de 500 kW (ABRACEEL, 2016). Esses são chamados de consumidores especiais e, diferentemente dos clientes de grande porte, só podem comercializar com fornecedores provenientes de fontes incentivadas, que são geradores menores como PCHs (pequenas centrais hidrelétricas). O preço da energia para os consumidores especiais é mais caro do que para os clientes de grande porte, porém esses recebem incentivos através de descontos de 50% até 100% nas tarifas de utilização do sistema de distribuição de energia (TUSD).

O valor da energia elétrica no mercado livre (PLD - preço de liquidação das diferenças) varia de acordo com a demanda e oferta de energia. A geração de energia elétrica no Brasil é basicamente realizada por hidrelétricas, que por sua vez dependem diretamente de fatores naturais (ou seja, um ano com poucas chuvas pode impactar negativamente nos preços de energia devido à diminuição de oferta de energia, enquanto a abundância de chuvas faz com que o preço da energia reduza) (CASTRO et al., 2014). Além disso, em períodos de hidrologia reduzida, usinas geradoras de energia de menor eficiência e conseqüentemente mais cara são utilizadas para conseguir atender a demanda de energia que já foi contratada no sistema

(CASTRO et al., 2014). Como o sistema de energia elétrica no país é interligado, o preço do PLD sobe para todos os geradores de energia do Brasil.

Devido à alta volatilidade do PLD, o consumidor assume um grande risco contratando energia do mercado de curto prazo. Em virtude disso, o preço de energia nos contratos a longo prazo é significativamente mais alto do que o PLD do momento em que o contrato foi assinado. Este preço mais elevado é proveniente da garantia que os contratos de longo prazo disponibilizam para os seus consumidores de que o valor da energia não irá variar (MAGALHÃES, 2009), com exceção do ajuste anual do contrato que atualiza os valores com base no IGP-M. Também garante que os mesmos terão a energia negociada em contrato a sua disposição, não precisando buscar no mercado pelos montantes. Essas características chamam a atenção de empresas mais tradicionais, com políticas mais avessas aos negócios que apresentam um risco mais elevado. Empresas deste tipo tendem a garantir todo o seu montante de energia elétrica através de contratos de longos prazos, assegurando seus volumes para os próximos 3, 5 ou mais anos.

Negociar energia no mercado de curto prazo é uma atividade com um grande risco agregado devido à volatilidade dos preços. Assim como o PLD pode chegar a valores altos, o mesmo pode também assumir valores bastante baixos, representando grandes ganhos para empresas que comprarem energia a este preço. Por esse motivo, muitas empresas acabam optando por uma política menos conservadora em suas negociações de compra de energia. Ao invés de assegurar todo o montante de energia necessário em contratos de longo prazo, estes acabam deixando uma parcela destes volumes para serem negociados no mercado de curto prazo. Trabalhando com proporções de 70% da energia comprada no longo prazo e 30% no curto, ou outras estratégias como 80/20, eles assumem o risco da exposição aos preços do mercado livre, que podem ser tanto desastrosos como extremamente rentáveis.

2.2. PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

A definição dos preços praticados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é realizada através de leilões por menor valor organizados pelo governo, onde as distribuidoras de energia de todo o país compram os volumes de energia necessários para atender a demanda de seus clientes (TEIXEIRA, 2009). A energia para estes consumidores cativos é cobrada de acordo com o perfil de tarifação estipulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em que cada um está inserido.

Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), os preços são livremente acordados em contratos entre os geradores ou comercializadoras de energia e os compradores. Todos os contratos são supervisionados pela Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), que verifica a quantidade de energia produzida ou consumida por um agente e compara com o que foi contratado. Diferenças entre os montantes contratados e consumidos ou produzidos são comercializadas no mercado de curto prazo (também conhecido como mercado spot) pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CASTRO *et al.*, 2014).

O PLD é o preço que rege as transações no mercado de curto prazo de energia. Ele é baseado no custo marginal (CMO) que é o custo em reais para que haja a geração de 1 MWh (Mega Watt hora) a mais do que a demanda de energia que o sistema estava programado para produzir. O valor do PLD é definido semanalmente para cada um dos subsistemas do Brasil, Sudeste/ Centro-Oeste (SE-CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N), através de modelos computacionais chamados NEWAVE e DECOMP (AMADEU, 2011).

Os preços praticados no mercado de curto prazo indicam o equilíbrio entre a oferta e a demanda do mercado (SILVA, 2006). Esses valores podem ser extremamente voláteis, podendo variar entre um limite inferior e superior; em 2016, o preço mínimo foi estabelecido em R\$ 33,68/MWh e o máximo em R\$ 533,82/MWh. Esta grande amplitude se dá principalmente pelo modelo de geração de energia apresentado no Brasil (CASTRO *et al.*, 2014). Os valores assumidos pelo PLD são resultantes, em grande parcela, pela hidrologia do país. Como hidrelétricas dependem da capacidade de água armazenada e da quantidade de chuva prevista para sua geração, hidrologias normais ou acima da média impactam positivamente o PLD (diminuindo o seu preço), enquanto que hidrologias desfavoráveis elevam o valor da energia (MAGALHÃES, 2009). Além disso, quaisquer perturbações na demanda de energia, seguido de uma impossibilidade de atendimento desta necessidade por hidrelétricas (que são os modos de geração mais baratos no país) resultam em aumentos nos preços praticados pelo PLD. Tal fato decorre da necessidade de despachar plantas com menor eficiência na geração de energia, como termoeletricas, solares e eólicas (CASTRO *et al.*, 2014). Este maior preço impacta sobre toda a energia produzida, mesmo que o consumidor não esteja comprando essencialmente de um destes geradores.

2.3. COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO

Quando se trabalha com experimentos e modelos que envolvem duas ou mais variáveis, é comum o interesse em conhecer o relacionamento entre elas, uma forma bastante útil de obter

esta informação é através do coeficiente de correlação (LIRA, 2004). Correlação, também chamada de coeficiente de relação ou medida de associação, é a medida que mostra o grau de força e direção do relacionamento entre duas variáveis aleatórias (SIMOHYL *et al.*, 2007). Correlacionar significa estabelecer relação mútua entre dois termos. Para isso, deve-se entender o conceito de covariância, que pode ser compreendida como uma estatística por meio da qual chegamos ao coeficiente de correlação, que mede o grau de associação linear entre duas variáveis aleatórias X e Y.

Como covariância depende da unidade das variáveis X e Y, se torna bastante difícil comparar covariâncias entre diferentes pares de variáveis. Diante disso surgiu a necessidade de se padronizar uma escala de relação entre variáveis que não sofresse alteração mediante a mudança da escala ou unidade. Essa padronização da covariância é a correlação (RENCHEER, 2002).

A correlação entre duas variáveis não pode ser maior do que 1 ou menor do que -1. Uma correlação próxima à zero indica que as duas variáveis não estão relacionadas. Uma correlação positiva indica que as duas variáveis movem juntas, e a relação é mais forte quando a correlação se aproxima a 1. Uma correlação negativa indica que as duas variáveis movem-se em direções opostas, e que a relação fica mais forte quanto mais próxima de -1. Duas variáveis que estão perfeitamente correlacionadas positivamente movem-se essencialmente em perfeita proporção na mesma direção, enquanto dois conjuntos que estão perfeitamente correlacionados negativamente movem-se em perfeita proporção em direções opostas (SIMOHYL *et al.*, 2007).

2.4. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

É possível definir simulação como uma técnica de modelagem de um processo, de tal forma que o modelo imite as respostas do sistema real em uma sucessão de eventos que ocorrem ao longo do tempo (SCHRIBER, 1974). Diferente de uma ferramenta determinística, a simulação não apresenta necessariamente uma solução ideal ou ótima para o problema modelado (SOARES, 2007), porém através dela é possível comparar diferentes alternativas de solução de acordo com a disposição das variáveis manipuladas (KRAJEWSKI e RITZMAN, 2002).

A utilização de modelos para representação de sistemas reais pode se transformar em uma tarefa complexa devido ao número excessivo de variáveis necessárias para a aproximação da réplica construída e a realidade (SHAMBLIN e STEVENS, 1984), ou quando a interação

entre as variáveis é não linear (DONATELLI e KONRATH, 2005). É neste cenário que a simulação surge como uma alternativa.

Criado por John Von Neumann e Stanislaw Ulam, a Simulação de Monte Carlo (SMC) surgiu em 1949 no Projeto Manhattan do laboratório de armas nucleares de Los Alamos, Estados Unidos, durante a segunda Guerra Mundial (METROPOLIS e ULAM, 1949). A SMC consiste em um método que utiliza a geração aleatória de números para atribuição de valores às variáveis do sistema que está sendo representado (LUSTOSA et al., 2004). Estes números podem ser obtidos através de artifícios aleatórios como tabelas, roletas e sorteios, porém para um volume extenso de números estes métodos tornam-se muito trabalhosos. Para isso são utilizados *softwares* de computadores, nos quais geram os números de forma determinística, através de funções específicas, porém se comportando com um caráter aleatório (GENTLE, 2003).

O processo de operacionalização de uma simulação de Monte Carlo, segundo Krajewski e Ritzman (2009), apoia-se em etapas que incluem coleta de dados, atribuição de números aleatórios, formulação do modelo de análise e, por fim, análise dos resultados. Essas são detalhadas como segue: (i) Coleta de dados - Geralmente realiza-se a coleta de dados através de amostragem estatística, que acontece quando não há fácil acesso aos dados ou o custo de obtenção dos mesmos for muito alto, ou por pesquisa histórica, quando os dados estiverem disponíveis e armazenados; (ii) Distribuição de probabilidades e atribuição de números aleatórios - Deve-se estabelecer as distribuições de probabilidade de ocorrência para cada variável que se deseja simular. Essas funções podem ser obtidas a partir de dados históricos ou de estimativas (SHAMBLIN e STEVENS, 1984). É possível então iniciar a geração de números aleatórios que permitirão ao sistema de simulação funcionar e devolver os resultados; (iii) Formulação do modelo - Um modelo de simulação necessita a especificação das relações entre as variáveis. Essas podem ser caracterizadas como variáveis de decisão (tomador de decisão tem controle sobre as mesmas e podem ser modificadas a cada período, conforme a disposição dos eventos simulados), variáveis incontroláveis (denotando eventos aleatórios que o tomador de decisão não pode controlar), e variáveis dependentes (expressas em termos matemáticos relacionadas tanto às variáveis de decisão quanto para as incontroláveis); e (iv) Análise - A análise da simulação pode ser vista como uma forma de teste de hipótese, por meio da qual os resultados de uma iteração fornecem dados que podem ser analisados estatisticamente (RAYCHAUDHURI, 2008). Os dados podem ser arquivados e comparados com os resultados de outras iterações subsequentes. Pode-se realizar testes

estatísticos para determinar se diferenças nas características operacionais alternativas são estatisticamente significativas.

A Simulação de Monte Carlo possui aplicações em problemas de tomada de decisão onde risco e incerteza estão envolvidos. Homem-de-Mello e Bayraksan (2014) citam algumas áreas do conhecimento onde a SMC é aplicada, como na segurança, saúde, finanças, transportes, gestão de estoques, planejamento de demanda, gestão da cadeia de suprimentos e planejamento de volume de energia, que está contido no tema deste estudo. Na área de gestão de energia elétrica as técnicas de SMC foram utilizadas por Saboya (2013) para planejamento e decisões em projetos de transmissão de energia elétrica e por Castro e Figueiredo et al. (2014) para a análise de riscos associados à compra de e venda de energia por uma distribuidora.

3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Esta seção traz os procedimentos metodológicos, bem como uma breve descrição do cenário da empresa onde o estudo foi realizado e a caracterização do método de pesquisa.

3.1. DESCRIÇÃO DO CENÁRIO

O presente estudo foi realizado em uma empresa do setor industrial situada na região do ABC Paulista, estado de São Paulo. Na ocasião a empresa encontrava-se sem contratos de fornecimento de energia para o longo prazo, operando somente no mercado de curto prazo devido aos baixos preços apresentados naquele momento. Por se tratar de uma empresa mais conservadora, a mesma estudava o mercado com objetivo de avaliar a melhor estratégia para a compra de energia para os próximos 5 anos, protegendo-se assim das flutuações de preço do mercado de curto prazo.

3.2. CARACTERIZAÇÃO DO MÉTODO DE PESQUISA

Esta pesquisa é classificada como um estudo de caso de natureza aplicada, uma vez que foi realizada uma pesquisa acerca de uma situação real e onde buscou-se a melhor solução para o problema. Pelo fato de utilizar um modelo matemático e dados históricos de demanda e preço de PLD para descrever o sistema, o estudo é caracterizado por ter uma abordagem quantitativa com o objetivo de avaliar os ganhos financeiros decorrentes das duas políticas de compra de energia no mercado livre. Quanto aos procedimentos técnicos, pode ser classificada como pesquisa-ação, pois possui um envolvimento direto dos pesquisadores a fim de encontrar alternativas para o problema vivenciado pela empresa (DA SILVA e MENEZES, 2005).

3.3. GERAÇÃO DA MODELAGEM PARA SIMULAÇÃO

Este estudo contempla a construção de uma Simulação de Monte Carlo (SMC) que, através da alimentação de variáveis pseudoaleatórias, tem como objetivo a geração dos custos da compra de energia no Mercado Livre como dados de saída do sistema. Para isso foi utilizado o software Microsoft Office 2013 na construção da ferramenta.

O método proposto para o estudo é dividido em quatro etapas: (i) Definição das variáveis de Interesse e Coleta de dados; (ii) Análise da Distribuição das Variáveis Estocásticas; (iii) Construção do modelo de Simulação e Validação; (iv) Proposição de Cenários e Análise dos Resultados.

3.3.1. DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE INTERESSE E COLETA DE DADOS

Nesta etapa são coletados os dados referentes ao consumo mensal de energia da empresa, preços de energia praticados no mercado de curto prazo, preços de contratos de longo prazo e dados de variáveis que afetam o preço do PLD. As informações de consumo energia elétrica da empresa foram obtidas através de faturas de energia elétrica dos últimos 5 anos. Optou-se por trabalhar com o período de tempo mensal, pois as cobranças e contratos de energia são efetuados nesta faixa de tempo.

Os valores do PLD e das variáveis que compõem o cálculo do mesmo foram obtidos no website da CCEE, o qual disponibiliza um histórico com as informações dos últimos 17 anos. As variáveis escolhidas foram (i) Energia Armazenada, que representa o volume de água dos reservatórios do país transformados em energia elétrica; (ii) Energia Natural Afluente, que é a soma das potências que cada usina pode gerar de energia elétrica através da corrente de águas de um rio; (iii) Carga de Energia, que é o consumo de energia elétrica dos agentes do mercado livre; (iv) Geração Hidráulica, que é a soma de toda energia definitivamente gerada através de usinas que utilizam o potencial hidráulico de um corpo d'água; e, por fim, (v) Geração Térmica, que é a soma de toda energia definitivamente gerada em usinas térmicas. A escolha destas variáveis justificou-se pela facilidade de acesso a elas, bem como de que o conhecimento prévio de que o volume de água armazenada nos reservatórios (e conseqüente montante de energia gerada através de usinas hidráulicas), o consumo de energia dos agentes do mercado e a quantidade de energia gerada proveniente de usinas térmicas possuem um impacto direto no preço de energia elétrica.

Uma tabela com os valores de coeficiente de correlação foi gerada, com a finalidade de identificar as variáveis com maior associação com o preço de energia do mercado de curto

prazo, e partir destas utilizá-las para geração de valores de PLD para cada mês na SMC. A Tabela 1 apresenta o resultado da tabela.

Tabela 1: Tabela de Coeficientes de Correlações

| | PLD |
|------------|------------|
| PLD | 1 |
| EA | -0,6381447 |
| CE | 0,5103742 |
| ENA | -0,2348178 |
| EH | -0,2189877 |
| ET | 0,7633377 |

A partir do resultado da tabela foram selecionadas as variáveis Energia Armazenada (EA), Carga de Energia (CE) e geração total de Energia Térmica (ET), que apresentaram os maiores valores de correlação. Como EA e CE são basicamente oferta e demanda de energia, respectivamente, e ambos estão na mesma unidade, GWh (Giga Watt hora), os valores de CE foram subtraídos de EA. Desta maneira, espera-se que quanto maior o resultado da subtração, menor o PLD (pois entende-se que a oferta é maior que a demanda).

Tal lógica, apesar de ser observada na maioria dos meses do histórico, não atendia por inteiro a série de dados. Alguns meses possuíam o resultado da subtração de EA e CE alto, porém o seu respectivo PLD também era alto. Isso acontece porque a determinação do valor do PLD é mais complexa do que uma simples função de oferta e demanda, requerendo uma gama maior de variáveis para atribuição de seu preço. O próprio valor de EA não significa que este volume será devidamente transformado em energia, cabendo ao órgão regulador do mercado decidir se o volume de água será totalmente transformado em energia ou armazenado para os meses seguintes. Dessa maneira um valor alto de EA não significa que toda esta energia foi utilizada. Por isso é importante também atentar para a geração de energia térmica (energia significativamente mais cara do que a energia hidráulica).

Para incluir esta penalização de geração de energia por usinas térmicas (que aumenta o valor do PLD), os valores de ET foram subtraídos do resultado da operação realizada entre EA e CE. Para garantir que o valor final dessa operação fosse relevante para atribuição de preços PLD, foi avaliada a correlação e a significância de tais variáveis (Tabela 2).

Tabela 2: Correlação e Significância das Variáveis escolhidas

| | Correlação | Significância |
|--------------------------|-------------------|----------------------|
| EA x PLD | -0,638144723 | -10,64676247 |
| CE x PLD | 0,510374202 | 7,623532569 |
| ET x PLD | 0,763337702 | 15,1784142 |
| (EA+ENA-CE) x PLD | -0,633564652 | -10,51879684 |

3.3.2. ANÁLISE DAS VARIÁVEIS ESTOCÁSTICAS

Esta etapa contempla a análise das variáveis estocásticas de entrada do modelo, que são o (i) consumo mensal da empresa e as variáveis que irão compor o PLD, (ii) energia armazenada, (iii) carga de energia e (iv) geração de energia por termelétricas. Objetiva-se encontrar a distribuição probabilística que melhor descreve cada uma das variáveis. Para isso, o primeiro passo foi a construção dos histogramas das variáveis.

A análise das distribuições de frequência de cada variável mostrou que nenhuma função paramétrica tradicional aderiu aos dados. Optou-se então por utilizar distribuições discretas na análise.

Para a geração de valores aleatórios das variáveis utilizaram-se tabelas com a probabilidade de ocorrência dos valores. A criação destas tabelas se deu através da divisão do número de ocorrências de cada bloco dos histogramas pelo total de ocorrências. Desta forma, encontrou-se o percentual de participação de cada bloco sobre o total de ocorrências. Na sequência, foi calculado o percentual acumulado de cada bloco tendo assim a probabilidade de ocorrência de valores para cada uma das variáveis. A tabela 3 apresenta as probabilidades acumuladas de ocorrência dos valores de CE. O mesmo formato de tabela foi utilizado para o consumo, EA e ET.

Tabela 3: Probabilidade de ocorrência dos valores de Carga de Energia (CE)

| Carga de Energia (CE) | | | |
|------------------------------|----------------------------|----------------------|----------------------------|
| Probabilidade | Carga Energia [kWh] | Probabilidade | Carga Energia [kWh] |
| 0,00% | 15.227 | 54,11% | 24.937 |
| 0,48% | 16.306 | 61,84% | 26.016 |
| 3,86% | 17.385 | 73,91% | 27.095 |
| 4,35% | 18.464 | 87,92% | 28.174 |
| 5,80% | 19.543 | 95,17% | 29.253 |
| 16,43% | 20.622 | 97,58% | 30.332 |
| 25,60% | 21.701 | 99,52% | 30.871 |
| 36,71% | 22.780 | 100,00% | 30.871 |
| 45,41% | 23.859 | - | - |

Uma vez definidas as tabelas, é utilizada a função “PROCV” juntamente com a função “ALEATÓRIO” no Excel para geração de dados aleatórios para cada variável. A função “ALEATÓRIO” gera valores entre 0 e 1, que por sua vez são utilizados como valores raiz na função “PROCV” que irá buscar valores na tabela de ocorrências.

Para geração de valores do PLD, gerou-se uma tabela com os valores de EA subtraídos de CE e ET, e seu respectivo PLD dos últimos de 16 anos. De forma análoga à geração de valores para as variáveis de entrada da simulação, são utilizadas as funções “PROCV” e “ALEATÓRIO” para buscar os valores de PLD na tabela criada.

3.3.3. CONSTRUÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO E VALIDAÇÃO

Essa etapa tem como objetivo estruturar o modelo que descreve o sistema em análise. A simulação será estruturada em períodos mensais, pois os contratos de fornecimentos de energia são gerados para montantes nesta unidade temporal. Para cada período é definido o *montante de energia contratada* (E_c), o *consumo de energia realizado no mês* (D), o *montante de energia utilizado do contrato* (E), o *preço da energia contratada* (P_c), o *volume de energia comprado no mercado de curto prazo* (M_c), o *volume de energia vendido no mercado de curto prazo* (M_v) e, por fim, o *PLD* (preço praticado no mercado de curto prazo). Assim o *custo total mensal* (CT) de cada período é definido pela equação (1).

A venda ou compra de energia no mercado de curto prazo acontece quando o consumo realizado é menor ou maior do que do o montante de energia contratado. Os contratos possuem uma faixa de flexibilização de 10% tanto para cima quanto para baixo. Todos os valores de consumo que estiverem dentro desses limites estão contemplados pelo contrato, ou seja, é faturado o valor acordado, equação (2). Quando o consumo de energia é menor do que o take mínimo, limite inferior do contrato, é cobrado o valor mínimo do contrato, como consta na equação (3). O restante da energia que foi pago, porém não utilizado pode ser vendido ao preço de PLD. O mesmo acontece quando o consumo é maior do que o take máximo. É cobrado o valor máximo de contrato, conforme equação (4), e o restante que não foi contemplado pelo contrato, pode ser vendido no mercado de curto prazo pelo preço de PLD. Tal lógica é modelada através das equações (1) a (4). A tabela 4 ilustra parte da modelagem implementada em planilha eletrônica.

$$CT = (E \times P_c) + (M_c \times PLD) - (M_v \times PLD) \quad (1)$$

$$Se (E_c \times 0,90) \leq D \leq (E_c \times 1,10), \text{ então } E = D \quad (2)$$

$$Se D < (E_c \times 0,90), \text{ então } E = E_c \times 0,90 \quad (3)$$

$$Se D > (E_c \times 1,10), \text{ então } E = E_c \times 1,10 \quad (4)$$

Tabela 4: Modelagem e simulação

| | Mês/Ano | Consumo (D) [kWh] | Contrato Energia (Ec) [kWh] | Take Mín. [kWh] | Take Máx. [kWh] | Contrato Utilizado (E) [kWh] | Energia Vendida MCP (Mv) [kWh] | Energia Comprada MCP (Mc) [kWh] | Preço Contrato (Pc) [R\$/kWh] | PLD [R\$/kWh] | Custo Total (CT) |
|--------|---------|----------------------|--------------------------------|--------------------|--------------------|---------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|---------------|------------------|
| 1º ano | jan/17 | 947.843 | 773.760 | 696.384 | 851.136 | 851.136 | 0 | 96.707 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,04396 | R\$ 214.481,84 |
| | fev/17 | 947.843 | 780.640 | 702.576 | 858.704 | 858.704 | 0 | 89.139 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,16979 | R\$ 227.234,84 |
| | mar/17 | 1.004.108 | 892.800 | 803.520 | 982.080 | 982.080 | 0 | 22.028 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,21454 | R\$ 247.299,72 |
| | abr/17 | 1.060.373 | 748.800 | 673.920 | 823.680 | 823.680 | 0 | 236.693 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,05067 | R\$ 215.442,22 |
| | mai/17 | 722.783 | 654.720 | 589.248 | 720.192 | 720.192 | 0 | 2.591 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,21624 | R\$ 178.447,65 |
| | jun/17 | 779.048 | 633.600 | 570.240 | 696.960 | 696.960 | 0 | 82.088 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,10279 | R\$ 180.586,93 |
| | jul/17 | 722.783 | 714.240 | 642.816 | 785.664 | 722.783 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,16979 | R\$ 178.527,35 |
| | ago/17 | 722.783 | 803.520 | 723.168 | 883.872 | 723.168 | 385 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,10842 | R\$ 178.580,73 |
| | set/17 | 891.578 | 777.600 | 699.840 | 855.360 | 855.360 | 0 | 36.218 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,53382 | R\$ 230.607,87 |
| | out/17 | 835.313 | 832.160 | 748.944 | 915.376 | 835.313 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,47679 | R\$ 206.322,31 |
| | nov/17 | 1.060.373 | 921.600 | 829.440 | 1.013.760 | 1.013.760 | 0 | 46.613 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,17214 | R\$ 258.422,76 |
| | dez/17 | 891.578 | 952.320 | 857.088 | 1.047.552 | 891.578 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,53382 | R\$ 220.219,79 |

Como o modelo tem o objetivo de comparar duas políticas de compra de energia no ambiente de contratação livre em um período de 5 anos, a coluna 1 representa o mês e ano no qual as informações de consumo e gastos são referenciadas. A coluna 2 apresenta os valores de *consumo de energia (D)* em kWh (Quilo Watt hora) gerados aleatoriamente conforme é explicado na seção 3.3.2.

Na coluna 3 são registrados os *volumes de energia contratados (Ec)* pela empresa para atender a demanda prevista para cada mês. Estes montantes foram estabelecidos pela própria empresa, levando em consideração o histórico de consumo da unidade e a projeção do que planejasse consumir a cada mês.

As colunas 4 e 5 apresentam os valores de *take* mínimo e máximo respectivamente, os limites do contrato. A coluna 6 o montante de energia em kWh utilizado do contrato (*E*). Estes valores seguem as condições estabelecidas nas equações (2), (3) e (4), apresentadas anteriormente.

As colunas 7 e 8 apresentam, respectivamente, os montantes de energia que poderão ser vendidos ou comprados no Mercado de Curto Prazo ao valor de PLD, quando necessário. Na coluna 9 consta o custo do MWh (Mega Watt hora) de energia contratado. Estes valores foram levantados de propostas enviadas à empresa por comercializadoras de energia. A proposta de menor custo foi escolhida para esta pesquisa. Os valores são corrigidos anualmente pela variação acumulada do IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado). Janeiro foi estipulado como o mês base para reajustes dos preços e, para finalidade deste estudo, foi considerado o valor anual de 7,31%, que é a média da variação do IGP-M dos últimos 7 anos, como variação anual da inflação.

A coluna 10 indica os valores de PLD gerados aleatoriamente conforme apresentado na seção 3.3.2. Por fim, a 11ª e última coluna representa o custo total (CT) desembolsado mensalmente para pagar o consumo de energia. Conforme apresentado na equação (1), este valor final é um mix entre o valor de contrato e as operações no mercado de curto prazo. Cada

CT independe dos meses antecedentes ou posteriores a ele, ou seja, não é possível guardar energia para o próximo mês caso não seja consumido todo o valor de contrato.

Também nesta etapa ocorre a validação do modelo da simulação. Esta validação é importante para garantir que o modelo representa com fidelidade o sistema no qual foi inspirado. Para tanto, o modelo é testado em cenários já conhecidos e os resultados obtidos são comparados com o que realmente aconteceu na unidade. Para garantir estabilidade e confiança nos resultados, foram gerados 10.000 resultados para cada simulação através do recurso Tabela de Dados do Excel.

3.3.4. PROPOSIÇÃO DE CENÁRIOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS

A próxima e última etapa visa a propor diferentes cenários de compra no mercado livre de energia e analisar o efeito das mudanças ocasionadas em decorrência dos mesmos. Para isso são escolhidos sete cenários distintos que podem influenciar na tomada de decisão da empresa entre uma política mais conservadora ou mais propensa ao risco de comercializar no mercado de curto prazo. O primeiro cenário propõe o aumento da Carga de Energia em 3,6% ao ano conforme projeção apresentada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017). No segundo cenário é proposto o aumento da geração de energia proveniente de usinas termelétricas em 14,09% ao ano conforme histórico dos últimos 8 anos apresentado também pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2013). O terceiro cenário apresenta uma redução de 5% ao ano na variável Energia Armazenada. Este cenário foi proposto devido às reduções que este indicador vem apresentando nos últimos anos. O quarto e quinto cenário tem o objetivo de verificar o impacto do aumento e redução, respectivamente, do consumo mensal da empresa. O sexto cenário propõe um contrato com volumes de energia mais ajustados ao consumo da empresa, diferente do contrato atual proposto pela empresa, este deixa a empresa um pouco mais exposta à necessidade de comprar energia no mercado de curto prazo. Por fim o sétimo e último cenário propõe custos mais baixos para o contrato de energia. Esses valores foram propostos à empresa no começo do ano de 2016, quando a mesma começava o processo de migração para o mercado livre de energia.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS CENÁRIOS SIMULADOS

Esta seção tem como objetivo apresentar os resultados obtidos através do modelo proposto na seção 3 para comparar as duas políticas de compra de energia elétrica no ambiente de livre contratação, bem como analisar o impacto dos diferentes cenários propostos.

4.1. COMPARAÇÃO DAS POLÍTICAS DE COMPRA DE ENERGIA

Para determinar o impacto financeiro das duas políticas na compra de energia, gerou-se uma simulação para cada uma com os mesmos parâmetros de consumo, preço de contrato e PLD, variando somente o montante de energia contratado a longo prazo.

Os montantes de energia contratados e seus custos mensais em cada ano são apresentados nas tabelas 5 e 6, respectivamente. Na tabela 5 encontra-se também os montantes de energia contratados reduzidos em 20%, que servirão de base para a simulação da política mais exposta ao risco do MCP.

Tabela 5: Montantes de Energia Contratados [kWh]

| | jan | fev | mar | abr | mai | jun |
|----------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Contrato: | 967.200 | 975.800 | 1.116.000 | 936.000 | 818.400 | 792.000 |
| Contrato 80%: | 773.760 | 780.640 | 892.800 | 748.800 | 654.720 | 633.600 |
| | jul | ago | set | out | nov | dez |
| Contrato: | 892.800 | 1.004.400 | 972.000 | 1.040.200 | 1.152.000 | 1.190.400 |
| Contrato 80%: | 714.240 | 803.520 | 777.600 | 832.160 | 921.600 | 952.320 |

Tabela 6: Preços mensais da energia contratada [R\$/MWh]

| | Ano 1 | Ano 2 | Ano 3 | Ano 4 | Ano 5 |
|---------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Contrato Energia: | R\$ 247,00 | R\$ 235,00 | R\$ 207,00 | R\$ 207,00 | R\$ 190,00 |
| Contrato Ajustado: | R\$ 247,00 | R\$ 252,18 | R\$ 237,26 | R\$ 252,40 | R\$ 245,56 |
| IGP-M Acum.: | 0,00% | 7,31% | 14,62% | 21,93% | 29,24% |
| Média IGP-M: | 7,31% | | | | |

A tabela 7 apresenta o resultado financeiro das duas políticas de compra de energia. Nela são apresentados os valores de contrato faturado, que é o quanto foi o total gasto no contrato de longo prazo, energia vendida no MCP, energia comprada no MCP, custo total e média de valores do PLD. Para cada um destes itens é apresentado os valores para 50%, 75% e 95% dos 10.000 resultados gerados na simulação.

A média de valores de PLD ficaram em torno de R\$ 236,66 /MWh enquanto que a média dos valores de contrato foi de R\$ 246,88 /MWh. Esta média menor de preços no MCP proporcionou valores mais atrativos para operações de compra de energia fora dos contratos de longo prazo.

Tabela 7: Resultado das simulações com contrato regular.

| | | 100% | | | | | |
|------------------|-------------------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|------------|--|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD | |
| Contrato Regular | 95%: | R\$ 13.662.700,89 | R\$ 1.347.263,42 | R\$ 43.159,94 | R\$ 12.787.739,29 | R\$ 268,79 | |
| | 75%: | R\$ 13.594.290,44 | R\$ 1.176.521,22 | R\$ 16.063,44 | R\$ 12.616.265,56 | R\$ 249,18 | |
| | 50%: | R\$ 13.547.675,82 | R\$ 1.066.366,82 | R\$ 3.336,46 | R\$ 12.489.866,16 | R\$ 235,97 | |
| | Média: | R\$ 13.549.246,96 | R\$ 1.072.001,72 | R\$ 10.332,89 | R\$ 12.485.436,38 | R\$ 236,31 | |
| | | | 80% | | | | |
| | 95%: | R\$ 12.182.721,98 | R\$ 91.708,01 | R\$ 639.554,10 | R\$ 12.713.076,35 | R\$ 269,19 | |
| | 75%: | R\$ 12.095.546,89 | R\$ 62.136,60 | R\$ 520.553,39 | R\$ 12.548.012,63 | R\$ 249,62 | |
| | 50%: | R\$ 12.035.330,28 | R\$ 43.759,18 | R\$ 445.888,39 | R\$ 12.439.450,25 | R\$ 236,44 | |
| Média: | R\$ 12.035.299,77 | R\$ 46.613,04 | R\$ 452.198,74 | R\$ 12.441.841,59 | R\$ 236,66 | | |

Apesar do aumento de 1.382% nos gastos com compra de energia no MCP o custo total de energia dos 5 anos apresentou uma redução de R\$ 74.662,94 em 95% (9.500) dos resultados gerados na simulação, o que equivale a uma redução de 0,58%. Percebe-se, no entanto, que tal diferença é muito pequena para ser considerada decisiva na escolha do melhor método, podendo ser fruto de variações da própria simulação.

Para buscar uma comparação mais apurada, a próxima seção apresenta a comparação das duas políticas em diferentes cenários, variando os parâmetros de consumo, montante e valor de contrato e as variáveis que compõem o PLD.

4.2. ANÁLISE DOS CENÁRIOS PROPOSTOS

4.2.1. CENÁRIO 1: AUMENTO DA CARGA DE ENERGIA

O primeiro cenário proposto contempla um aumento de 3,6% ao ano na Carga de Energia do sistema, segundo projeção da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017). A tabela 8 apresenta o impacto financeiro do aumento desta variável em ambos os métodos.

Tabela 8: Resultado das simulações com aumento da CE

| | | 100% | | | | | |
|------------|-------------------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|------------|--|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD | |
| Aumento CE | 95%: | R\$ 13.660.580,51 | R\$ 1.459.229,66 | R\$ 44.196,39 | R\$ 12.718.915,37 | R\$ 291,27 | |
| | 75%: | R\$ 13.593.009,14 | R\$ 1.276.030,80 | R\$ 16.427,48 | R\$ 12.536.375,31 | R\$ 270,89 | |
| | 50%: | R\$ 13.547.307,82 | R\$ 1.159.263,55 | R\$ 3.556,80 | R\$ 12.400.423,00 | R\$ 256,80 | |
| | Média: | R\$ 13.548.424,34 | R\$ 1.165.949,36 | R\$ 11.275,60 | R\$ 12.397.119,56 | R\$ 257,11 | |
| | | | 80% | | | | |
| | 95%: | R\$ 12.183.276,63 | R\$ 101.829,63 | R\$ 694.639,35 | R\$ 12.764.511,97 | R\$ 291,90 | |
| | 75%: | R\$ 12.096.773,57 | R\$ 68.821,84 | R\$ 567.594,92 | R\$ 12.589.044,60 | R\$ 271,14 | |
| | 50%: | R\$ 12.036.493,51 | R\$ 48.849,59 | R\$ 486.011,76 | R\$ 12.474.385,80 | R\$ 256,78 | |
| Média: | R\$ 12.036.492,84 | R\$ 51.811,82 | R\$ 493.401,90 | R\$ 12.478.939,01 | R\$ 257,30 | | |

Como esperado, o PLD apresentou um aumento com o acréscimo da CE, tendo uma variação positiva de 8,88% na média de seu preço, resultando em um PLD de R\$ 257,11 /MWh. Essa diferença inverteu a vantagem entre os dois métodos apresentada no cenário anterior, indicando um custo total para a política de 100% da demanda de energia contratada de R\$ 45.596,60 menor do que o subcontratado, em 95% dos resultados. Este valor sobe para R\$ 81.819,45 se for considerada a média dos resultados gerados.

Esta mudança na vantagem apresentada entre os dois métodos é justificada por dois fatores. O primeiro é devido ao aumento do preço da energia no mercado de curto prazo, que torna as transações neste ambiente menos atrativas. A segunda é devido ao montante de energia contratado que, em muitos meses, é significativamente maior do que a empresa necessita, fazendo com que a mesma venda sua energia no MCP por um preço maior do que foi comprado.

4.2.2. CENÁRIO 2: AUMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA TÉRMICA

O segundo cenário propõe o aumento da geração de energia em usinas termelétricas segundo o histórico da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2013) que aponta um aumento de 14,09% ao ano da geração de energia térmica na matriz energética brasileira. A tabela 9 apresenta os resultados das simulações neste cenário.

Tabela 9: Resultado das simulações com aumento da energia térmica.

| | | 100% | | | | | |
|------------|--------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|------------|--|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD | |
| Aumento ET | 95%: | R\$ 13.663.943,26 | R\$ 1.423.735,27 | R\$ 43.194,86 | R\$ 12.737.284,29 | R\$ 283,52 | |
| | 75%: | R\$ 13.593.393,28 | R\$ 1.247.456,19 | R\$ 16.427,48 | R\$ 12.557.501,47 | R\$ 263,26 | |
| | 50%: | R\$ 13.548.354,02 | R\$ 1.127.460,55 | R\$ 3.572,18 | R\$ 12.429.423,94 | R\$ 249,40 | |
| | Média: | R\$ 13.549.702,35 | R\$ 1.135.273,67 | R\$ 11.174,03 | R\$ 12.426.340,40 | R\$ 249,82 | |
| | | | 80% | | | | |
| | 95%: | R\$ 12.180.707,51 | R\$ 97.805,80 | R\$ 672.291,35 | R\$ 12.746.011,63 | R\$ 282,75 | |
| | 75%: | R\$ 12.095.804,33 | R\$ 65.563,11 | R\$ 546.952,12 | R\$ 12.577.716,76 | R\$ 263,29 | |
| | 50%: | R\$ 12.035.493,66 | R\$ 47.209,69 | R\$ 470.402,33 | R\$ 12.465.434,70 | R\$ 249,46 | |
| | Média: | R\$ 12.034.850,54 | R\$ 50.064,48 | R\$ 477.692,13 | R\$ 12.467.922,74 | R\$ 249,92 | |

O aumento da geração de energia por usinas termelétricas obteve um impacto positivo no PLD, fazendo com que seu preço subisse, porém em uma proporção menor quando comparado ao cenário anterior. Os custos totais dos dois métodos ficaram bastante próximos devido à aproximação do preço médio do PLD com o preço médio do contrato de energia a longo prazo. A diferença entre os dois custos foi de apenas R\$ 8.727,34 para o total de 5 anos. Essa diferença proporciona uma vantagem de 0,07% para operação 100% contratada.

4.2.3. CENÁRIO 3: REDUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA

Nos últimos anos o volume de água nos reservatórios do Brasil, principalmente da região sudeste, mercado onde a empresa em questão está situada, apresentou diversas variações, sendo elas principalmente negativas. A partir de 2012 o volume dos reservatórios diminuiu consideravelmente, repetindo-se uma situação desfavorável em 2013, o que culminou nos elevados preços de energia em 2014. Os reservatórios obtiveram uma melhora somente ao final de 2015 (quando os volumes voltaram a subir), porém ainda não atingindo os valores de históricos passados. O terceiro cenário propõe uma redução de 5% ao ano na Energia Armazenada nos reservatórios. Essa redução é menor do que o que realmente aconteceu nos últimos anos, porém devido à estabilização do sistema em 2016, optou-se por propor um cenário não tão negativo. A tabela 10 apresenta os resultados das simulações com tal redução.

Tabela 10: Resultado das simulações com a redução da EA.

| | | 100% | | | | |
|------------|--------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|------------|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD |
| Redução EA | 95%: | R\$ 13.663.190,36 | R\$ 1.682.661,65 | R\$ 49.550,41 | R\$ 12.535.116,38 | R\$ 333,92 |
| | 75%: | R\$ 13.594.304,71 | R\$ 1.483.253,80 | R\$ 19.271,67 | R\$ 12.344.324,92 | R\$ 314,67 |
| | 50%: | R\$ 13.547.505,85 | R\$ 1.355.007,76 | R\$ 4.601,55 | R\$ 12.205.633,05 | R\$ 301,20 |
| | Média: | R\$ 13.548.896,33 | R\$ 1.361.824,79 | R\$ 13.275,73 | R\$ 12.200.464,56 | R\$ 301,22 |
| | 80% | | | | | |
| | 95%: | R\$ 12.185.792,06 | R\$ 114.752,54 | R\$ 796.883,76 | R\$ 12.856.192,14 | R\$ 333,66 |
| | 75%: | R\$ 12.100.013,73 | R\$ 78.442,65 | R\$ 658.640,82 | R\$ 12.673.747,03 | R\$ 314,52 |
| | 50%: | R\$ 12.039.184,53 | R\$ 57.330,22 | R\$ 573.690,19 | R\$ 12.551.031,62 | R\$ 300,73 |
| | Média: | R\$ 12.038.275,47 | R\$ 59.859,59 | R\$ 579.428,45 | R\$ 12.554.341,18 | R\$ 301,09 |

Como a maior parte da energia gerada no país é proveniente de usinas hidrelétricas uma variação na Energia Armazenada possui um impacto expressivo no preço da energia. A redução da EA em 5% ao ano fez com que o preço da energia subisse 27,5% em relação ao cenário original das simulações. Este aumento significativo no preço da energia fez com que os custos totais para o método 100% contratado diminuísse bastante, uma vez que, como apresentado anteriormente, esta opção acaba por vender energia que não foi utilizada nos contratos por um preço muito maior do que foi adquirida anteriormente.

Já para a política de exposição ao risco com montantes de energia subcontratados, houve um aumento de R\$ 143.115,79 em relação ao cenário original, para 95% dos resultados obtidos. Este valor corresponde a um aumento de 1,13% no custo total com energia elétrica.

4.2.4. CENÁRIOS 4 e 5: VARIAÇÃO NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EMPRESA

Os cenários 4 e 5 tem por objetivo analisar o impacto financeiro da variação do consumo de energia elétrica da empresa. Para isso foram propostos dois cenários: o primeiro apresenta uma redução de 10% ao ano no consumo de energia, enquanto que o segundo traz um aumento de 10% ao ano. Na tabela 11 constam os resultados financeiros do cenário 4.

Tabela 11: Resultado das simulações com redução do consumo de energia elétrica pela empresa

| | | 100% | | | | |
|-----------------|--------|-------------------|---------------------|----------------------|------------------|------------|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD |
| Redução Consumo | 95%: | R\$ 13.220.195,60 | R\$ 4.514.042,54 | R\$ 0,00 | R\$ 9.873.228,33 | R\$ 268,99 |
| | 75%: | R\$ 13.197.272,43 | R\$ 4.141.231,29 | R\$ 0,00 | R\$ 9.537.356,11 | R\$ 249,57 |
| | 50%: | R\$ 13.185.061,44 | R\$ 3.884.070,33 | R\$ 0,00 | R\$ 9.298.970,08 | R\$ 235,98 |
| | Média: | R\$ 13.188.949,42 | R\$ 3.897.442,32 | R\$ 0,00 | R\$ 9.288.055,09 | R\$ 236,33 |
| | 80% | | | | | |
| | 95%: | R\$ 10.874.797,75 | R\$ 1.915.507,29 | R\$ 68.038,31 | R\$ 9.549.925,16 | R\$ 269,22 |
| | 75%: | R\$ 10.828.633,40 | R\$ 1.715.007,05 | R\$ 30.040,71 | R\$ 9.365.384,36 | R\$ 249,37 |
| | 50%: | R\$ 10.796.676,17 | R\$ 1.584.142,78 | R\$ 14.234,18 | R\$ 9.230.160,35 | R\$ 235,94 |
| | Média: | R\$ 10.796.886,72 | R\$ 1.590.457,20 | R\$ 21.046,90 | R\$ 9.226.084,08 | R\$ 236,35 |

Assim como no cenário original, o preço médio de PLD é menor do que o preço médio da energia no contrato. Desta forma, a redução no consumo de energia da empresa garantiu que toda a energia consumida no método de contrato a 100% estivesse abaixo do *take* máximo (ou seja, não houve compras no mercado de curto prazo). Assim, este método não usufruiu em nenhum momento com os preços mais baixos apresentados no MCP, além de vender um volume maior de energia por um preço mais baixo do que o comprado anteriormente. Dessa maneira, a política adequada aos riscos apresentou vantagem de R\$ 323.303,16 no custo total com energia neste cenário. A tabela 12 apresenta o resultado das simulações com o aumento do consumo mensal da empresa em 10% ao ano.

Tabela 12: Resultado das simulações com aumento do consumo de energia elétrica pela empresa

| | | 100% | | | | |
|-----------------|--------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|------------|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD |
| Aumento Consumo | 95%: | R\$ 15.418.393,04 | R\$ 206.535,03 | R\$ 1.951.170,42 | R\$ 17.155.226,47 | R\$ 269,78 |
| | 75%: | R\$ 15.337.962,62 | R\$ 143.752,21 | R\$ 1.670.302,82 | R\$ 16.854.017,62 | R\$ 249,26 |
| | 50%: | R\$ 15.280.351,42 | R\$ 105.888,85 | R\$ 1.483.219,54 | R\$ 16.659.304,00 | R\$ 235,85 |
| | Média: | R\$ 15.280.499,93 | R\$ 112.026,42 | R\$ 1.499.433,62 | R\$ 16.667.704,07 | R\$ 236,47 |
| | 80% | | | | | |
| | 95%: | R\$ 12.853.425,86 | R\$ 1.165,47 | R\$ 4.504.577,07 | R\$ 17.327.856,86 | R\$ 269,38 |
| | 75%: | R\$ 12.825.720,69 | R\$ 0,00 | R\$ 4.043.397,68 | R\$ 16.864.119,93 | R\$ 249,51 |
| | 50%: | R\$ 12.802.900,04 | R\$ 0,00 | R\$ 3.751.670,08 | R\$ 16.559.787,66 | R\$ 236,35 |
| | Média: | R\$ 12.800.626,93 | R\$ 136,88 | R\$ 3.764.187,27 | R\$ 16.575.007,52 | R\$ 236,79 |

Neste cenário, diferentemente do que era esperado, o aumento do consumo de energia da empresa proporcionou melhores valores o método com 100% da energia contratada a longo prazo. Devido aos menores preços apresentados no MCP, era esperado que a política que obtivesse mais compras nesse mercado tivesse o menor custo total, porém o mesmo não se confirmou neste cenário.

4.2.4. CENÁRIO 6: AJUSTE DO CONTRATO DE ENERGIA

Este cenário tem como objetivo analisar qual seria o impacto financeiro de possuir um contrato de volume de energia mais ajustado ao consumo da empresa. Este ajuste significa que a empresa estará mais exposta ao MCP caso existam grandes variações no consumo mensal da empresa. A tabela 13 apresenta o volume contratado proposto.

Tabela 13: Contratos de volume de energia mensal [kWh].

| | Contrato Original | | | | | |
|----------------------|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | jan | fev | mar | abr | mai | jun |
| Contrato: | 967.200 | 975.800 | 1.116.000 | 936.000 | 818.400 | 792.000 |
| Contrato 80%: | 773.760 | 780.640 | 892.800 | 748.800 | 654.720 | 633.600 |
| | jul | ago | set | out | nov | dez |
| Contrato: | 892.800 | 1.004.400 | 972.000 | 1.040.200 | 1.152.000 | 1.190.400 |
| Contrato 80%: | 714.240 | 803.520 | 777.600 | 832.160 | 921.600 | 952.320 |
| | Contrato Proposto | | | | | |
| | jan | fev | mar | abr | mai | jun |
| Contrato: | 952.320 | 874.900 | 952.320 | 849.600 | 781.200 | 705.600 |
| Contrato 80%: | 761.856 | 699.920 | 761.856 | 679.680 | 624.960 | 564.480 |
| | jul | ago | set | out | nov | dez |
| Contrato: | 706.800 | 721.680 | 885.600 | 877.920 | 878.400 | 877.920 |
| Contrato 80%: | 565.440 | 577.344 | 708.480 | 702.336 | 702.720 | 702.336 |

A tabela 14 apresenta o resultado das simulações com o ajuste de contrato proposto. Para este cenário até 75% dos resultados a vantagem permaneceu com o método de 80% da energia contratada, porém para o índice de 95% a vantagem passa ser da política de segurança com 100% da energia contratada. A diferença entre as duas políticas neste cenário foi bastante baixa e assim como cenário original.

Tabela 14: Resultado das simulações com ajuste de contrato proposto.

| | | 100% | | | | |
|-------------------------|--------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|------------|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD |
| Contrato Reduzido (kWh) | 95%: | R\$ 12.629.842,80 | R\$ 174.017,07 | R\$ 231.922,91 | R\$ 12.736.341,66 | R\$ 269,75 |
| | 75%: | R\$ 12.528.339,72 | R\$ 124.041,49 | R\$ 162.891,29 | R\$ 12.586.228,07 | R\$ 249,49 |
| | 50%: | R\$ 12.458.630,09 | R\$ 93.299,85 | R\$ 122.203,30 | R\$ 12.485.885,96 | R\$ 236,47 |
| | Média: | R\$ 12.458.357,87 | R\$ 97.914,20 | R\$ 128.750,96 | R\$ 12.487.483,44 | R\$ 236,69 |
| | 80% | | | | | |
| | 95%: | R\$ 10.913.222,33 | R\$ 0,00 | R\$ 1.914.349,31 | R\$ 12.787.105,31 | R\$ 269,95 |
| | 75%: | R\$ 10.889.758,11 | R\$ 0,00 | R\$ 1.695.656,66 | R\$ 12.567.074,74 | R\$ 250,01 |
| | 50%: | R\$ 10.870.770,72 | R\$ 0,00 | R\$ 1.554.849,83 | R\$ 12.424.479,14 | R\$ 236,00 |
| | Média: | R\$ 10.868.283,31 | R\$ 0,00 | R\$ 1.560.572,37 | R\$ 12.429.318,15 | R\$ 236,77 |

4.2.5. CENÁRIO 7: REDUÇÃO DO VALOR DO CONTRATO DE ENERGIA

O sétimo e último cenário apresenta uma redução do valor do contrato proposto pelas comercializadoras de energia. Estes valores foram passados no início do ano 2016, quando a empresa começava seu processo de migração do ACR para o ACL. Porém, devido aos baixos preços de PLD apresentados em 2016, a empresa optou por não comprar energia e operar exposta ao MCP, pagando pela energia o valor de PLD. A tabela 15 apresenta os preços de energia no contrato.

Tabela 15: Preços de contrato de energia à longo prazo de 2016.

| | Ano 1 | Ano 2 | Ano 3 | Ano 4 | Ano 5 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Contrato Energia Atual: | R\$ 247,00 | R\$ 235,00 | R\$ 207,00 | R\$ 207,00 | R\$ 190,00 |
| Contrato Atual Ajustado: | R\$ 247,00 | R\$ 252,18 | R\$ 237,26 | R\$ 252,40 | R\$ 245,56 |
| Contrato Energia 2016: | R\$ 205,00 | R\$ 185,00 | R\$ 180,00 | R\$ 175,00 | R\$ 169,00 |
| Contrato 2016 Ajustado: | R\$ 205,00 | R\$ 198,52 | R\$ 206,32 | R\$ 213,38 | R\$ 218,42 |
| IGP-M Acum.: | 0,00% | 7,31% | 14,62% | 21,93% | 29,24% |
| Média IGP-M: | 7,31% | | | | |

A tabela 16 apresenta o resultado das simulações para o cenário de redução dos preços do contrato de energia a longo prazo. Como esperado, com a redução dos preços contratados, torna-se mais atrativo obter toda a energia em contratos previamente estipulados. Para 95% dos resultados, o método com a energia 100% contratada apresentou uma vantagem de R\$ 306.670,30. Dessa maneira a empresa não somente ficaria exposta à necessidade de comprar energia no MCP, mas também toda sobra de energia não utilizada nos contratos poderia ser vendida a um valor significativamente mais alto do que o pago em contrato.

Tabela 16: Resultado das simulações com os preços de contrato de energia à longo prazo de 2016 [R\$/MWh].

| | | 100% | | | | |
|---------------|--------|-------------------|---------------------|----------------------|------------------|------------|
| | | Contrato Faturado | Energia Vendida MCP | Energia Comprada MCP | Custo Total | PLD |
| Contrato 2016 | 95%: | R\$ 10.114.738,88 | R\$ 1.350.814,11 | R\$ 43.159,94 | R\$ 9.256.445,44 | R\$ 269,42 |
| | 75%: | R\$ 10.066.519,65 | R\$ 1.181.276,69 | R\$ 16.402,27 | R\$ 9.093.614,19 | R\$ 249,60 |
| | 50%: | R\$ 10.032.255,34 | R\$ 1.067.130,47 | R\$ 3.266,29 | R\$ 8.974.979,43 | R\$ 235,93 |
| | Média: | R\$ 10.032.802,51 | R\$ 1.074.013,36 | R\$ 10.400,87 | R\$ 8.969.905,95 | R\$ 236,51 |
| | 80% | | | | | |
| | 95%: | R\$ 9.021.291,88 | R\$ 92.178,99 | R\$ 641.458,72 | R\$ 9.563.115,74 | R\$ 270,17 |
| | 75%: | R\$ 8.957.737,73 | R\$ 62.210,33 | R\$ 522.383,93 | R\$ 9.416.250,20 | R\$ 249,71 |
| | 50%: | R\$ 8.913.640,05 | R\$ 44.396,86 | R\$ 447.533,78 | R\$ 9.315.119,79 | R\$ 236,12 |
| | Média: | R\$ 8.913.032,68 | R\$ 47.215,10 | R\$ 455.004,42 | R\$ 9.318.547,20 | R\$ 236,60 |

Por não ter optado em contratar energia com os preços de 2016, a empresa deixou de economizar aproximadamente R\$ 3,5 milhões durante os 5 anos simulados nesta pesquisa. Esta diferença mostra o quão voláteis podem ser os preços no mercado livre de energia brasileiro.

5. CONCLUSÕES

Com o aumento da competitividade do mercado atual, a redução de custos com insumos torna-se uma necessidade para garantir a saúde financeira das empresas. Com a criação do Mercado Livre de Energia e a possibilidade dos clientes negociarem com liberdade os termos de contrato para a energia elétrica utilizada, a aquisição deste insumo por preços mais baixos passou a fazer parte do planejamento estratégico de organizações de todos os setores do mercado.

A simulação de Monte Carlo foi de grande importância para a realização deste trabalho, possibilitou avaliar o impacto da variação dos dados de entrada do sistema de compra de energia no mercado livre, sejam eles alterados individualmente ou simultaneamente, e propor diferentes cenários que possam influenciar na tomada de decisão da empresa estudada.

De maneira geral, os gastos com energia utilizando os dois métodos foram bastante similares. Tal comportamento é justificado pelo fato de que, na média, os preços do contrato de longo prazo foram muito próximo ao preço praticado no MCP. A maior diferença foi encontrada quando comparado o contrato apresentado à empresa no começo do ano de 2016 e o estabelecido no final do mesmo ano. Devido a grandes alterações no preço da energia, a empresa deixou de economizar aproximadamente 3,5 milhões de reais com energia em um total de 5 anos.

Como recomendações para estudos futuros, indica-se um estudo mais aprofundado da geração de valores para o PLD, uma vez que o mesmo, além de ser possivelmente o principal fator de impacto deste sistema, também é bastante complexo por conta das diversas variáveis

que influenciam o seu preço. Valores mais confiáveis para o mesmo podem resultar em informações valiosas às empresas estudadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACEEL. **Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica: Um guia básico para consumidores pontencialmente livres e especiais.** Disponível no endereço http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf. Acesso realizado no dia 30/09/2016.

AMADEU, Jefferson R. **Desenvolvimento de modelos para previsão de *spread* do preço de energia elétrica no mercado de curto prazo.** São Carlos, 2011.

CASTRO, Marco A. L.; FIGUEIREDO, Fernando M.; CAMARGO, Ivan M. T. **Análise dos Riscos de uma Distribuidora associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico.** Revista Brasileira de Energia - Volume 10, Número 1, 2014.

CASTRO, Nivalde; BRANDÃO, Roberto et al., **A formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro.** Rio de Janeiro, 2014.

CCEE. Regras de Comercialização de Energia Elétrica. Regras de Comercialização, versão 2012. São Paulo, disponível no site: www.ccee.org.br

DA SILVA, E.D; MENEZES, E.M. **Metodologia de Pesquisa e Elaboração de Dissertação.** 4. Ed. Ver. Atual. Florianópolis: UFSC. 2005.

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

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013,** Ministério de Minas e Energia, 2013.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do SIN de 2017-2021,** Ministério de Minas e Energia, 2017.

FARIA, Samuel T. **Redução de Custos com Mercado Livre de Energia**. Curitiba, 2008.

FLOREZI, Guilherme. **Consumidores Livres de energia**. Uma visão prática. São Paulo, 2009.

FRITSCH, Celso; RIBEIRO, José L. D. **ProConf: Um software orientado para análises de Confiabilidade**. ENEGEP, 1998.

GENTLE, James E. **Random Number Generation and Monte Carlo Methods**. 2. Ed. New York: Springer-Verlag. 2003.

HOMEM-DE-MELLO, Tito; BAYRAKSAN, Güzin. **Monte Carlo sampling-based methods for stochastic optimization**. *Surveys in Operations Research and Management Science*, Volume 19, Issue 1. 2014.

KRAJEWSKI, Lee J.; RITZMAN, Larry P. **Administração de produção e operações**. 8. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2008.

LIRA, Sachiko A. **Análise de Correlação: Abordagem Teórica e de Construção dos Coeficientes com Aplicações**. Curitiba, 2004.

LUSTOSA, P. R. B.; PONTE, V. M. R.; DOMINAS, W. R. Simulação. In: CORRAR, L. J.; THEÒPHILO, C. R. (Org.). **Pesquisa Operacional para decisão em contabilidade e administração**. São Paulo: Atlas, 2004.

MAGALHÃES, Gerusa S. C. **Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia**. São Paulo, 2009.

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

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

RENCHER, Alvin C. **Methods of Multivariate Analysis**, Second Edition, New York, 2002.

SABOYA, Guilherme L. **Simulação de Monte Carlo para Planejamento e Decisões em Projeto de Transmissão de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2013.

SAMOHYL, Robert; SOUZA, Gueibi P.; MIRANDA R.G. **Introdução à Estatística e Métodos de Previsão em Séries Temporais: Teoria Aprofundada e Prática Simplificada**, Capítulo 3 – correlação, 2007.

SCHREIBER, Thomas J. *Simulation Using GPSS*. New York, 1974.

SILVA, Edson L. **Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems - the brazilian case**. Energy Policy 34, 2006.

SHAMBLIN, James E.; STEVENS, G. T. **Pesquisa Operacional: uma abordagem básica**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1989.

SOARES, J.A.R. **A análise de risco, segundo o método de monte carlo, aplicada a modelagem financeira das empresas**. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

TEIXEIRA, Lígia S. M. **Fundamentos da Comercialização de Energia Elétrica no Brasil**. Florianópolis, 2009.

APÊNDICES E ANEXOS

Anexo 1: Simulação de compra de energia com contrato 100% e contrato atual.

| | Mês/Ano | Consumo (D) [kWh] | Contrato Energia (Ec) [kWh] | Take Min. [kWh] | Take Máx. [kWh] | Contrato Utilizado (E) [kWh] | Energia Vendida MCP (Mv) [kWh] | Energia Comprada MCP (Mc) [kWh] | Preço Contrato (Pc) [R\$/kWh] | PLD [R\$/kWh] | Custo Total (CT) |
|--------|---------|----------------------|--------------------------------|--------------------|--------------------|---------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|---------------|------------------|
| 1º ano | jan/17 | 947.843 | 967.200 | 870.480 | 1.063.920 | 947.843 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,53382 | R\$ 234.117,28 |
| | fev/17 | 779.048 | 975.800 | 878.220 | 1.073.380 | 878.220 | 99.172 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,21624 | R\$ 195.475,36 |
| | mar/17 | 1.004.108 | 1.116.000 | 1.004.400 | 1.227.600 | 1.004.400 | 292 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,07593 | R\$ 248.064,65 |
| | abr/17 | 1.004.108 | 936.000 | 842.400 | 1.029.600 | 1.004.108 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,53382 | R\$ 248.014,76 |
| | mai/17 | 835.313 | 818.400 | 736.560 | 900.240 | 835.313 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,53382 | R\$ 206.322,31 |
| | jun/17 | 835.313 | 792.000 | 712.800 | 871.200 | 835.313 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,12843 | R\$ 206.322,31 |
| | jul/17 | 722.783 | 892.800 | 803.520 | 982.080 | 803.520 | 80.737 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,18294 | R\$ 183.699,37 |
| | ago/17 | 722.783 | 1.004.400 | 903.960 | 1.104.840 | 903.960 | 181.177 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,30676 | R\$ 167.700,20 |
| | set/17 | 891.578 | 972.000 | 874.800 | 1.069.200 | 891.578 | 0 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,53382 | R\$ 220.219,79 |
| | out/17 | 779.048 | 1.040.200 | 936.180 | 1.144.220 | 936.180 | 157.132 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,10842 | R\$ 214.200,20 |
| | nov/17 | 779.048 | 1.152.000 | 1.036.800 | 1.267.200 | 1.036.800 | 257.752 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,47679 | R\$ 133.195,97 |
| | dez/17 | 947.843 | 1.190.400 | 1.071.360 | 1.309.440 | 1.071.360 | 123.517 | 0 | R\$ 0,24700 | R\$ 0,28039 | R\$ 229.993,05 |
| 2º ano | jan/18 | 1.004.108 | 967.200 | 870.480 | 1.063.920 | 1.004.108 | 0 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,11558 | R\$ 253.214,53 |
| | fev/18 | 779.048 | 975.800 | 878.220 | 1.073.380 | 878.220 | 99.172 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,18094 | R\$ 203.524,00 |
| | mar/18 | 779.048 | 1.116.000 | 1.004.400 | 1.227.600 | 1.004.400 | 225.352 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,11558 | R\$ 227.241,89 |
| | abr/18 | 947.843 | 936.000 | 842.400 | 1.029.600 | 947.843 | 0 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,21454 | R\$ 239.025,68 |
| | mai/18 | 779.048 | 818.400 | 736.560 | 900.240 | 779.048 | 0 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,10993 | R\$ 196.459,13 |
| | jun/18 | 779.048 | 792.000 | 712.800 | 871.200 | 779.048 | 0 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,09243 | R\$ 196.459,13 |
| | jul/18 | 722.783 | 892.800 | 803.520 | 982.080 | 803.520 | 80.737 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,43556 | R\$ 167.464,56 |
| | ago/18 | 722.783 | 1.004.400 | 903.960 | 1.104.840 | 903.960 | 181.177 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,53382 | R\$ 131.243,25 |
| | set/18 | 779.048 | 972.000 | 874.800 | 1.069.200 | 874.800 | 95.752 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,18294 | R\$ 203.088,86 |
| | out/18 | 891.578 | 1.040.200 | 936.180 | 1.144.220 | 936.180 | 44.602 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,53382 | R\$ 212.275,09 |
| | nov/18 | 1.004.108 | 1.152.000 | 1.036.800 | 1.267.200 | 1.036.800 | 32.692 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,53382 | R\$ 244.007,20 |
| | dez/18 | 1.004.108 | 1.190.400 | 1.071.360 | 1.309.440 | 1.071.360 | 67.252 | 0 | R\$ 0,25218 | R\$ 0,32146 | R\$ 248.555,24 |
| 3º ano | jan/19 | 1.004.108 | 967.200 | 870.480 | 1.063.920 | 1.004.108 | 0 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,53382 | R\$ 238.238,16 |
| | fev/19 | 947.843 | 975.800 | 878.220 | 1.073.380 | 947.843 | 0 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,16979 | R\$ 224.888,51 |
| | mar/19 | 779.048 | 1.116.000 | 1.004.400 | 1.227.600 | 1.004.400 | 225.352 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,32146 | R\$ 165.865,67 |
| | abr/19 | 779.048 | 936.000 | 842.400 | 1.029.600 | 842.400 | 63.352 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,07162 | R\$ 195.333,41 |
| | mai/19 | 835.313 | 818.400 | 736.560 | 900.240 | 835.313 | 0 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,53382 | R\$ 198.189,20 |
| | jun/19 | 666.518 | 792.000 | 712.800 | 871.200 | 712.800 | 46.282 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,43556 | R\$ 148.962,62 |
| | jul/19 | 722.783 | 892.800 | 803.520 | 982.080 | 803.520 | 80.737 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,03368 | R\$ 187.926,66 |
| | ago/19 | 666.518 | 1.004.400 | 903.960 | 1.104.840 | 903.960 | 237.442 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,53382 | R\$ 87.725,16 |
| | set/19 | 947.843 | 972.000 | 874.800 | 1.069.200 | 947.843 | 0 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,53382 | R\$ 224.888,51 |
| | out/19 | 891.578 | 1.040.200 | 936.180 | 1.144.220 | 936.180 | 44.602 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,18511 | R\$ 213.864,99 |
| | nov/19 | 779.048 | 1.152.000 | 1.036.800 | 1.267.200 | 1.036.800 | 257.752 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,29072 | R\$ 171.061,00 |
| | dez/19 | 891.578 | 1.190.400 | 1.071.360 | 1.309.440 | 1.071.360 | 179.782 | 0 | R\$ 0,23726 | R\$ 0,10993 | R\$ 234.431,09 |
| 4º ano | jan/20 | 1.004.108 | 967.200 | 870.480 | 1.063.920 | 1.004.108 | 0 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,14509 | R\$ 253.432,02 |
| | fev/20 | 835.313 | 975.800 | 878.220 | 1.073.380 | 878.220 | 42.907 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,10842 | R\$ 217.006,45 |
| | mar/20 | 1.004.108 | 1.116.000 | 1.004.400 | 1.227.600 | 1.004.400 | 292 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,08343 | R\$ 253.481,30 |
| | abr/20 | 891.578 | 936.000 | 842.400 | 1.029.600 | 891.578 | 0 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,21624 | R\$ 225.029,95 |
| | mai/20 | 610.253 | 818.400 | 736.560 | 900.240 | 736.560 | 126.307 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,10842 | R\$ 172.209,88 |
| | jun/20 | 835.313 | 792.000 | 712.800 | 871.200 | 835.313 | 0 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,03714 | R\$ 210.828,91 |
| | jul/20 | 666.518 | 892.800 | 803.520 | 982.080 | 803.520 | 137.002 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,53382 | R\$ 129.669,93 |
| | ago/20 | 722.783 | 1.004.400 | 903.960 | 1.104.840 | 903.960 | 181.177 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,21624 | R\$ 188.977,31 |
| | set/20 | 722.783 | 972.000 | 874.800 | 1.069.200 | 874.800 | 152.017 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,47679 | R\$ 148.314,94 |
| | out/20 | 779.048 | 1.040.200 | 936.180 | 1.144.220 | 936.180 | 157.132 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,47679 | R\$ 161.368,23 |
| | nov/20 | 1.004.108 | 1.152.000 | 1.036.800 | 1.267.200 | 1.036.800 | 32.692 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,45341 | R\$ 246.860,51 |
| | dez/20 | 891.578 | 1.190.400 | 1.071.360 | 1.309.440 | 1.071.360 | 179.782 | 0 | R\$ 0,25240 | R\$ 0,21624 | R\$ 231.529,98 |
| 5º ano | jan/21 | 1.004.108 | 967.200 | 870.480 | 1.063.920 | 1.004.108 | 0 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,50245 | R\$ 246.564,83 |
| | fev/21 | 779.048 | 975.800 | 878.220 | 1.073.380 | 878.220 | 99.172 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,21624 | R\$ 194.207,21 |
| | mar/21 | 947.843 | 1.116.000 | 1.004.400 | 1.227.600 | 1.004.400 | 56.557 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,47679 | R\$ 219.670,74 |
| | abr/21 | 779.048 | 936.000 | 842.400 | 1.029.600 | 842.400 | 63.352 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,14902 | R\$ 197.415,64 |
| | mai/21 | 722.783 | 818.400 | 736.560 | 900.240 | 736.560 | 13.777 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,09243 | R\$ 179.593,30 |
| | jun/21 | 666.518 | 792.000 | 712.800 | 871.200 | 712.800 | 46.282 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,16338 | R\$ 167.470,71 |
| | jul/21 | 722.783 | 892.800 | 803.520 | 982.080 | 803.520 | 80.737 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,13210 | R\$ 186.643,77 |
| | ago/21 | 835.313 | 1.004.400 | 903.960 | 1.104.840 | 903.960 | 68.647 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,29072 | R\$ 202.015,75 |
| | set/21 | 779.048 | 972.000 | 874.800 | 1.069.200 | 874.800 | 95.752 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,13778 | R\$ 201.619,66 |
| | out/21 | 779.048 | 1.040.200 | 936.180 | 1.144.220 | 936.180 | 157.132 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,17214 | R\$ 202.835,89 |
| | nov/21 | 947.843 | 1.152.000 | 1.036.800 | 1.267.200 | 1.036.800 | 88.957 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,21624 | R\$ 235.356,45 |
| | dez/21 | 1.004.108 | 1.190.400 | 1.071.360 | 1.309.440 | 1.071.360 | 67.252 | 0 | R\$ 0,24556 | R\$ 0,53382 | R\$ 227.178,59 |