

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

LUIS GUSTAVO RIBEIRO

**ESTUDO DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES DO SUBGRUPO B1
PARA O MERCADO LIVRE – UMA ABORDAGEM DO CONSUMIDOR E DA
DISTRIBUIDORA**

Porto Alegre

2018

LUIS GUSTAVO RIBEIRO

**ESTUDO DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES DO SUBGRUPO B1
PARA O MERCADO LIVRE – UMA ABORDAGEM DO CONSUMIDOR E DA
DISTRIBUIDORA**

Projeto de Diplomação apresentado como
requisito parcial para a obtenção do grau
de Engenheiro Eletricista na Universidade
Federal do Rio Grande do Sul

Orientadora: Prof.^a Dr.^a. Gladis Bordin

Porto Alegre

2018

LUIS GUSTAVO RIBEIRO

**ESTUDO DA MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES DO SUBGRUPO B1
PARA O MERCADO LIVRE – UMA ABORDAGEM DO CONSUMIDOR E DA
DISTRIBUIDORA**

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof.^a Dr.^a. Gladis Bordin, UFRGS

Aprovado em: ____ de _____ de _____.

BANCA EXAMINADORA

Gladis Bordin, Prof.^a. Dr.^a – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Alexandre Becker, Eng. – GV ENERGY & ASSOCIADOS

Igor Pasa Wiltuschnig, Prof. MSc. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Dedico este trabalho ao meu pai, Antonio,
e à minha mãe, Cecilia.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Professora Gladis Bordin por todo o apoio e paciência dispendidos na elaboração deste trabalho e por todas as orientações profissionais. Entre os professores, também é importante agradecer por todos os conselhos e incentivos dos professores Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro e Cilaine Verônica Teixeira, que me acompanharam desde o começo da trajetória acadêmica.

Agradeço também à Casa Estudantil Universitária de Porto Alegre que foi o meu lar durante todo o tempo desta graduação e permitiu a minha permanência na universidade.

Agradeço a todos os meus amigos e familiares que não me deixaram desistir, mesmos nos piores momentos, e por sempre acreditarem no meu potencial.

Agradeço, por fim, a todos os contribuintes brasileiros que com os seus impostos mantém a educação pública, gratuita e de qualidade tão necessária ao nosso país.

Find a place inside where there's joy, and
the joy will burn out the pain.

Joseph Campbell

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
DEVEC	Declaração do Valor de aquisição da Energia Elétrica em Ambiente de Contratação Livre
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TE	Tarifa de Energia
UHE	Usina Hidroelétrica

RESUMO

A Consulta Pública 33 trouxe uma série de discussões acerca da modernização do Setor Elétrico Brasileiro. Uma destas discussões é a possibilidade de abertura do Mercado Livre de Energia aos consumidores residenciais, ou seja, subgrupo B1 de baixa tensão, ideia motivadora deste trabalho. A metodologia proposta inclui dois modelos para avaliar a migração do Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre, um modelo para analisar o problema do ponto de vista do consumidor e o outro modelo do ponto de vista da distribuidora. Os modelos desenvolvidos foram aplicados para um conjunto de cinco distribuidoras de energia e permitem quantificar as vantagens econômicas para ambos os agentes envolvidos, dentro do conjunto de premissas estabelecidas anteriormente. Os resultados mostram que a migração para o Mercado Livre é benéfica para todos os consumidores. Para as distribuidoras de energia, o modelo indica que o impacto financeiro é positivo desde que a Tarifa de Energia seja inferior à média anual do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Palavras-chave: consumidor residencial, distribuidoras, Mercado Livre de energia.

ABSTRACT

The Public Consultation 33 brought a series of discussions on the modernization of the Brazilian Electricity Sector. One of the discussions is a possibility of access to the Open Energy Market to residential consumers, that is, the B1 subgroup of low tension, which is the motivating idea of this work. The proposed methodology includes two models to evaluate the migration from the Regulated Contracting Environment to the Free Contracting Environment, analyzing the problem from the point of view of both the consumer and the distributor. The developed models were applied to a set of five energy distributors and it allowed themselves to quantify the economic advantages for both involved agents within the set of assumptions established previously. The results show that the migration to the Open Energy Market is beneficial for all the consumers. For the distributors, the model indicates that the financial impact is positive as long as the Energy Fee is below the annual average of Settlement Price of Differences.

Keywords: electricity companies, open power market, residential consumers.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1 MOTIVAÇÃO	10
1.2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE	10
1.3 PROBLEMA	12
1.4 OBJETIVO	12
2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
2.1 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
2.2 CONSULTA PÚBLICA Nº 33	14
3 ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA	19
3.1 NÍVEL DE TENSÃO	19
3.1.1 Baixa Tensão	19
3.1.2 Alta Tensão	20
3.2 MODALIDADE TARIFÁRIA	21
3.3 BANDEIRAS TARIFÁRIAS	22
4 AQUISIÇÃO DE ENERGIA	24
4.1 LEILÕES	24
4.2 O MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DÉFICITS	25
5 METODOLOGIA PROPOSTA	29
5.1 O MODELO A: ANÁLISE DO PONTO DE VISTA DOS CONSUMIDORES	29
5.2 O MODELO B: ANÁLISE DO PONTO DE VISTA DA DISTRIBUIDORA	34
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES	37
6.1 RESULTADOS DO MODELO A	37
6.2 RESULTADOS DO MODELO B	39
7 CONCLUSÕES	44
REFERÊNCIAS	46

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A migração de consumidores comerciais e industriais para o Mercado Livre já é uma realidade no Brasil. Seus efeitos geralmente representam uma economia de recursos para os clientes, além de um controle maior do insumo essencial que é a energia elétrica. Entretanto, devido à falta de retorno financeiro direto para as concessionárias de distribuição, há poucos estudos sobre os efeitos que atingem esses agentes pela migração. As concessionárias fazem aquisições de grandes volumes de energia por meio de leilões, de forma a atender todos os consumidores cativos em sua área de concessão. No entanto, após a migração de um consumidor, os custos do volume de energia adquirida para ele precisam ser reabsorvidos pela própria distribuidora. Para o volume de migrações atual, as concessionárias tem tido fluxo de caixa para equilibrar as contas, mas essa sistemática pode ser alterada após a redução gradativa dos requisitos necessários para a migração de consumidores que a Consulta Pública 33 propõe.

1.2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Os trabalhos relacionados ao Mercado Livre de Energia geralmente tratam de análises de diferentes fatores sob a ótica do consumidor. Em SCARABELOT (2009) é sugerida uma ferramenta de apoio para a decisão de migração do consumidor, a qual foi apresentada em um período no qual o número de consumidores livres era extremamente menor que atualmente. A partir deste período surgiu uma série de desdobramentos, novas versões da legislação e uma nova situação de Mercado Livre.

A dissertação de mestrado de CUNHA (2009) realizou cenários de projeção de mercado considerando explicitamente os consumidores especiais, dentro da classe industrial. A dissertação de LAMAS (2010), por sua vez, definiu uma metodologia que permite de comparar a opção de menor custo da forma de fornecimento de energia para um consumidor do grupo A.

Dado o expressivo aumento de consumidores especiais entre 2009 e 2011, ROSSETTO (2012) apresentou os fatores que motivaram este crescimento e os possíveis impactos trazidos aos preços da energia incentivada. O Projeto de Diplomação de ASSMANN (2013) discute o processo de contratação de energia para um consumidor que já se encontra no ACL.

Em MACHADO (2015) se analisou o planejamento de expansão do sistema das distribuidoras quando há a inserção de micro e minigeração fotovoltaica no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) pelos consumidores. SCHULTZ (2016), por sua vez, elaborou um modelo de simulação para o Mercado Livre de Energia, aplicando a Teoria de Jogos para criar cenários de participação de mercado dos agentes envolvidos.

Ainda, a dissertação de PRESSI (2017) estudou, sob o ponto de vista das distribuidoras, a determinação da melhor estratégia de expansão do sistema elétrico, de forma a otimizar a eficiência dos investimentos e atender à necessidade de atender a carga crescente do Sistema Elétrico Brasileiro.

Em trabalhos mais recentes como em ETGES (2017) são avaliadas as regiões e/ou distribuidoras com tarifas mais rentáveis para a instalação de um novo consumidor livre. Já em DIAS (2018), o conceito de comercializador varejista aparece, sendo este agente associado à migração de uma série de potenciais consumidores livres. Em STANKIEWICZ (2018), a Consulta Pública 33 é contemplada, onde discutem-se mudanças no modelo tarifário e aplicação de geração distribuída para os consumidores residenciais. Por fim, MÜLLER (2018) explora a migração de consumidores de baixa tensão através de modelos probabilísticos.

A diversidade dos trabalhos corrobora a dinamicidade que o Setor Elétrico tem enfrentado nos últimos dez anos, com novas figuras emergindo em meio a um novo cenário de análises de viabilidade de migração. Essas figuras têm trazido muitas discussões à esfera pública e à sociedade civil, sendo que algumas destas discussões repercutem no texto da Consulta Pública 33, a qual é contextualizada na sequência deste trabalho. Embora com diferenças entre si, vários dos trabalhos desenvolvidos têm características importantes em comum: exploram a contratação de energia vista pela óptica dos consumidores, ao passo que sob o ponto de vista

das distribuidoras pouco é discutido. Assim, este trabalho busca verificar os impactos financeiros da migração para o consumidor residencial (subgrupo B1), enquanto entre todos os trabalhos mencionados a migração só é avaliada para consumidores de Alta Tensão. Além disso, o trabalho estuda o impacto financeiro da migração para a distribuidora de energia, o que representa uma novidade em relação ao Estado da Arte apresentado.

1.3 PROBLEMA

Com base na Consulta Pública 33, a questão a ser respondida é: quais são os impactos financeiros que a migração do Mercado Regulado para o Mercado Livre acarreta tanto para os consumidores residenciais quanto para a distribuidora?

1.4 OBJETIVO

Desenvolver dois modelos para analisar de forma quantitativa o impacto financeiro da migração de consumidores do subgrupo B1 do Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre sob o ponto de vista do consumidor (Modelo A) e da distribuidora (Modelo B).

2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são descritos alguns conceitos que contextualizam o Mercado Livre e introduzem a Consulta Pública 33, a qual motivou este trabalho.

2.1 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Sistema Elétrico Brasileiro é único no mundo em termos continentais e de predominância hidráulica e possui uma série de particularidades em relação a outros países. Nele há dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme CCEE (2018¹).

O ACR, também chamado de Mercado Cativo, engloba todos os consumidores que contratam a energia elétrica diretamente com a distribuidora, através de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR). O CCEAR é um contrato de adesão, ou seja, o cliente precisa assinar os termos que a concessionária de energia estabelece.

Já o ACL, também chamado de Mercado Livre, engloba todos os consumidores que adquirem a sua energia diretamente com os fornecedores, através de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Livre (CCEAL). O CCEAL é um contrato negociado bilateralmente, ou seja, o cliente pode definir em conjunto com o comercializador o volume de energia a ser contratado, além de outros itens relacionados ao seu fornecimento.

Para a legislação atual, existe a possibilidade de migração do Mercado Cativo para o Mercado Livre se forem atendidos os requisitos de tensão mínima de 2,3 kV e demanda mínima de 500 kW. Para consumidores com demanda inferior a 500 kW há ainda a possibilidade de realizar uma comunhão de interesses, a qual consiste na soma de diversas cargas com demanda inferior a esse montante, mas cuja soma o supere. A comunhão de interesses se aplica a consumidores que tenham uma mesma raiz de CNPJ (comunhão de direito) ou se situem em áreas contíguas (comunhão de fato). Ao migrar para o Mercado Livre, o consumidor se torna um

Agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pode ser caracterizado conforme duas categorias: Consumidor Livre e Consumidor Especial.

O Consumidor Livre é aquele que possui uma demanda contratada igual ou superior a 3000 kW. O Consumidor Livre pode negociar com qualquer fornecedor de energia que possua um agente na CCEE.

O Consumidor Especial, por sua vez, é aquele que se encontra no ACL, mas a demanda é igual ou superior a 500 kW e inferior a 3000 kW. Um Consumidor Especial só pode contratar energia de fontes incentivadas, as quais são caracterizadas por Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), usinas eólicas, solares ou de biomassa.

2.2 CONSULTA PÚBLICA Nº 33

A Consulta Pública de número 33 de 2017, doravante chamada de Consulta 33, tratou sobre um conjunto de medidas para modernizar o Setor Elétrico Brasileiro, especialmente no que tange ao Mercado Livre de Energia Elétrica. Em sua realização, foram ouvidos diversos agentes do setor, tanto do setor operativo quanto comercial. Os temas abordados na Consulta 33 e de interesse deste trabalho são descritos a seguir (MME, 2018).

- **Fim do regime de cotas para usinas hidroelétricas prorrogadas ou licitadas e destinação do benefício econômico de outorgas para a CDE**

Atualmente está em vigor a Lei nº 9.074 de 1995, a qual concede ao gerador a outorga para operação de Usinas Hidrelétricas (UHE), cuja tarifa de comercialização é definida pela ANEEL. A proposta objetiva alinhar o processo de outorgas com o processo de desestatização da Eletrobras, o qual dará mais liberdade aos geradores para negociar o preço de contrato. Ainda, é sugerida a destinação de parte do benefício econômico das outorgas para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a qual financia uma série de programas sociais no setor elétrico.

- **Aproximação do preço de curto prazo ao custo de operação do SIN**

A proposta prevê uma maior periodicidade na contabilização do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Atualmente, esse preço é calculado semanalmente considerando três patamares diferentes: leve, médio e pesado. É sugerida a apuração do PLD em período horário ou inferior, de forma a aproximar as cotações de mercado (as quais são balizadas pelo PLD) ao preço de curto prazo.

- **Possibilidade de separação entre lastro e energia**

Prevendo um novo aumento nas migrações para o ACL, é definida uma data a partir da qual será possível contratar lastro separadamente da energia. Assim, o lastro, que está relacionado à segurança e confiabilidade poderá ser adquirido em um contrato a parte do contrato de fornecimento.

- **Mercado de atributos ambientais**

Para englobar e incentivar novas alternativas de geração é sugerida a criação de um mecanismo com objetivo de valoração de atributos ambientais. Assim, fonte com baixa emissão de carbono acabariam sendo mais competitivas que fontes convencionais de geração, como térmicas movidas a combustíveis líquidos.

- **Atração de capital externo para investimentos no Sistema Elétrico Brasileiro**

O processo prevê também uma nova abertura do Sistema Elétrico Brasileiro ao capital estrangeiro, por meio da exclusão do limite de propriedade de imóveis rurais para estrangeiros. Desta forma, seria incentivada a atuação de investimentos externos, favorecendo a diversificação da matriz energética nacional de geração.

- **Racionalização de descontos tarifários**

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) custeia uma série de descontos tarifários para diversos grupos de consumidores, baseados em suas condições sociais. Tendo em vista as políticas de redução estrutural da CDE, é sugerido um conjunto de estudos mais detalhados de cada um dos descontos custeados, avaliando a sua continuidade junto a outros ministérios. Também propõe-se a substituição dos descontos tarifários na TUSD e TUST por meio da valorização de atributos ambientais.

- **Destinação de recursos para as transmissoras**

A Reserva Global de Reversão (RGR) é uma encargo do setor elétrico pago por concessionárias de geração, transmissão e distribuição, destinado a cobrir gastos de serviços públicos relacionados com a energia elétrica, além de fornecer recursos para expansão e aprimoramentos no sistema. A Consulta 33 propõe a manutenção dos recursos da RGR para as empresas transmissoras de energia elétrica, incluindo alguns itens de forma a diminuir a burocratização do processo.

- **Alteração da metodologia de cálculo de multas para as distribuidoras**

As distribuidoras de energia são o veículo de uma série de arrecadações do governo. Por exemplo, o ICMS do fornecimento é arrecadado e repassado pelas distribuidoras nos estados que optam pela Declaração do Valor de aquisição da Energia Elétrica em Ambiente de Contratação Livre (DEVEC). Atualmente, as multas aplicadas às empresas de distribuição consideram como base de cálculo a sua receita total, a qual não reflete necessariamente a condição financeira da mesma, em função das contribuições que são apenas recolhidas e repassadas a terceiros. Uma revisão da metodologia de cálculo destas multas é indicada, visando uma cobrança de multas mais adequada à receita efetiva das concessionárias de distribuição.

- **Orientações para o uso de recursos com Pesquisa e Desenvolvimento**

Com vistas em ampliar a participação da sociedade civil, das universidades e dos centros de pesquisa, a Consulta 33 propõe um cadastramento de instituições de pesquisa junto ao MME. As instituições cadastradas estariam, então, habilitadas para receber verbas de financiamento arrecadas nas tarifas de todos os consumidores de energia elétrica.

- **Modernização do Mercado Regulado de Energia, incluindo Geração Distribuída**

Um dos pontos mais elaborados da Consulta 33 dispõe sobre uma série de possíveis melhorias no Mercado Regulado de Energia. A proposta sugere as seguintes mudanças: eventuais benefícios para geração próxima da carga, ampliação de informações aos consumidores (considerando possíveis alterações futuras nos requisitos para contratação de energia), possibilidade de alocação do risco comercial dos contratos de energia nos compradores e a supressão do limite de preço de venda de determinados tipos de energia nos leilões.

- **Desjudicialização do Risco Hidrológico**

Com vistas a um maior dinamismo ao mercado de energia, permitindo que os mecanismos de oferta e demanda operem com mais liberdade, são propostas algumas modificações no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). As modificações consistem em excluir do MRE a geração feita fora da ordem de mérito, a antecipação da garantia física outorgada a projetos estruturantes e a restrição de escoamento de potência destes projetos, motivada por incapacidade de transmissão.

- **Efeitos da migração de consumidores para o Mercado Livre nas distribuidoras**

Coloca-se, também, a criação de um mecanismo destinado a equilibrar os contratos de energia das distribuidoras que tenham sido encerrados por conta de migrações para o Mercado Livre, tipificando o fato como sobrecontratação involuntária, ou seja, o volume de energia contratado inicialmente para atender um consumidor que migrou do Mercado Cativo para o Mercado Livre. O referido mecanismo centralizaria as sobras de distribuidoras e permitiria a transferência para outras, mas de forma a evitar que as transferências rendam ganhos aos geradores.

- **Redução dos limites de acesso ao Mercado Livre de Energia**

A Consulta 33 propõe uma redução gradativa na demanda mínima para que os consumidores sejam caracterizados como livres. A legislação atual estabelece que os consumidores livres devem ter demanda igual ou superior a 3000 kW. Tal demanda mínima passaria a ter os seguintes valores:

- 2000 kW, a partir de 2020;
- 1000 kW, a partir de 2021;
- 500 kW, a partir de 2022 e
- 300 kW, a partir de 2024.

Já a partir de 2026, não haveria mais uma demanda mínima para consumidores do grupo A, ou seja, qualquer consumidor com tensão contratada igual ou superior a 2,3 kV estaria apto a migrar para o ACL na condição de consumidor livre, sem restrições quanto ao tipo de energia contratada (Energia Incentivada ou Energia Convencional). Cabe destacar que embora o projeto de lei resultante da Consulta 33 não trate diretamente da migração dos consumidores do grupo B (baixa tensão), ele determina que os requisitos para a mesma sejam definidos até o fim do ano de 2022.

Apresentada a Consulta 33, o próximo capítulo traz informações sobre a tarifação de energia no mercado brasileiro, as quais são necessárias para a construção dos modelos propostos neste trabalho.

3 ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA

As tarifas de energia elétrica objetivam cobrir os custos das prestadoras dos serviços de energia, sejam elas distribuidoras ou permissionárias, além de remunerar o capital investido na melhoria e expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (ANEEL, 2018¹). Atualmente, as tarifas um consumidor depende essencialmente de dois elementos: o nível de tensão e a modalidade tarifária, os quais são definidos a seguir (ANEEL, 2010).

3.1 NÍVEL DE TENSÃO

Dada o valor da potência instalada de uma instalação elétrica, esta opera conectada a um nível de tensão diferente. Por este motivo, tanto as normas técnicas quanto os regulamentos internos de cada distribuidora estipulam as faixas de tensão de operação para cada tipo de empreendimento e capacidade de potência instalada. Assim, são definidos os grupos de Baixa (BT) e Alta Tensão (AT).

3.1.1 Baixa Tensão

Trata-se de instalações cujo nível de tensão é inferior a 2,3 kV e é caracterizada pela tarifa convencional monômnia, ou seja, apenas é cobrada a energia consumida, independentemente das demandas registradas. Se aplica aos consumidores residenciais (B1), consumidores rurais (B2), outras classes de consumidores (B3) e iluminação pública (B4).

Uma vez que este é o grupo objeto de interesse deste trabalho, cabe um detalhamento sobre as tarifas aplicadas. Conforme os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da ANEEL, se aplicam nas faturas de energia elétrica a TUSD e a TE.

A TUSD é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e objetiva remunerar a distribuidora pelo uso do sistema elétrica, ou seja, pelo serviço de distribuição. Compõem a TUSD, três funções de custo distintas:

- **TUSD Transporte** – engloba a parcela gerenciável e não gerenciável pela concessionária. A parcela A (não gerenciável) engloba o uso do sistema de transmissão da Rede Básica Brasileira e de Fronteira, o uso do sistema de outras distribuidoras e a conexão com outras instalações (quando aplicáveis). Já a parcela B (gerenciável) agrega a remuneração dos ativos, a depreciação e o custo de operação e manutenção;
- **TUSD Encargos** – engloba o financiamento de diversos programas associados ao SEB. São eles: a Reserva Global de Reversão (RGR), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e
- **TUSD Perdas** – engloba a remuneração sobre as perdas não técnicas, perdas técnicas do sistema da distribuidora e as perdas de rede básica.

A TE, por sua vez, é a Tarifa de Energia e objetiva remunerar o consumo de energia elétrica, ou seja, o produto. Se divide em quatro funções de custo:

- **TE ENERGIA** – representa o custo com aquisição de energia via leilão, geração própria e cotas especiais, o qual é repassado integralmente ao consumidor. Pode ser entendida como o mix de contratos da distribuidora;
- **TE ENCARGOS** – analogamente ao que acontece com a TUSD ENCARGOS, destina-se a custear a pesquisa, o Encargo de Energia de Reserva (EER), o Encargo de Serviços de Sistema (ESS) e a Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos;
- **TE TRANSPORTE** – custeia os gastos com transporte relacionados à rede de Itaipu e
- **TE PERDAS** – cobre os custos com perdas da Rede Básica.

3.1.2 Alta Tensão

Trata-se de instalações cujo nível de tensão é igual ou superior a 2,3 kV (exceto o caso de conexão subterrânea) e é caracterizada pela tarifa binômia, ou

seja, a demanda e a energia são cobradas separadamente. A alta tensão se aplica aos consumidores comerciais e industriais, e é dividida em seis subgrupos:

- **A1:** Tensão igual ou superior a 230 kV;
- **A2:** Tensão entre 88 kV e 138 kV;
- **A3:** Tensão de 69 kV;
- **A3a:** Tensão entre 30 kV e 44 kV;
- **A4:** Tensão entre 2,3 kV e 25 kV e
- **AS:** Conexão subterrânea à rede elétrica de distribuição (ainda que a tensão seja inferior a 2,3 kV).

3.2 MODALIDADE TARIFÁRIA

A modalidade tarifária estabelece um conjunto de tarifas aplicáveis para os consumidores de forma mais adequada ao seu perfil de utilização de demanda e de energia. Algumas modalidades permitem distinguir o consumo em dois períodos do dia, chamados de horário de ponta e horário fora de ponta. O horário de ponta é um período de três horas consecutivas que a distribuidora estipula com base em sua curva de carga para os dias úteis. O horário fora de ponta, por sua vez, é aquele complementar ao horário de ponta.

O grupo B possui seguintes modalidades:

- **Modalidade convencional monômnia:** aplica-se para todos os consumidores do grupo B e se define pela cobrança exclusiva da energia consumida, independentemente do período do dia;
- **Modalidade convencional branca:** aplica-se aos subgrupos B1 (exceto Consumidores de Baixa Renda), B2 e B3 e se define pela cobrança exclusiva da energia consumida, com tarifas variadas para diferentes períodos do dia.

O grupo A possui as modalidades abaixo:

- **Modalidade convencional binômnia:** se define por uma tarifa para a energia consumida e outra para a demanda de potência, independentemente do período do dia. Esta modalidade entra em desuso após o quarto ciclo de Reajuste Tarifário;

- **Modalidade verde:** se define por uma tarifa única para a demanda de potência e duas tarifas para a energia consumida, uma para o horário de ponta e outra para o horário fora de ponta e
- **Modalidade azul:** se define por uma tarifa única para a energia consumida e duas tarifas para a demanda de potência, uma para o horário de ponta e outra para o horário fora de ponta.

3.3 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

As bandeiras tarifárias foram criadas com o objetivo de sinalizar ao consumidor as condições de geração de energia no sistema interligado. Trata-se de um acréscimo no valor da Tarifa de Energia cobrado de todos os consumidores do Mercado Cativo (ANEEL, 2018²).

Os valores cobrados para cada cor de bandeira, bem como a metodologia de acionamento, foram alterados pela ANEEL em outubro de 2017, sendo ratificados posteriormente. Atualmente são definidas as seguintes modalidades:

- **Bandeira Verde** - condições favoráveis de geração de energia. A tarifa sem acréscimos;
- **Bandeira Amarela** - condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 10,00 para cada megawatt-hora (MWh) consumidos;
- **Bandeira Vermelha Patamar 1** - condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 30,00 para cada megawatt-hora (MWh) consumido;
- **Bandeira Vermelha Patamar 2** - condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 50,00 para cada megawatt-hora (MWh) consumido.

Como as análises realizadas concentram-se em dados consolidados do ano de 2017, o Quadro 1 apresenta os valores cobrados por bandeiras tarifárias nos diferentes meses desse ano, assim como a média anual, a qual é utilizada no Modelo A, proposto no Capítulo 5.

Quadro 1 – Bandeiras Tarifárias aplicadas em 2017

Mês	Bandeira	Valor (R\$/MWh)
janeiro	Verde	0
fevereiro	Verde	0
março	Amarela	20
abril	Vermelha P1	30
maio	Vermelha P1	30
junho	Verde	0
julho	Amarela	20
agosto	Vermelha P1	30
setembro	Amarela	20
outubro	Vermelha P2	35
novembro	Vermelha P2	50
dezembro	Vermelha P1	30
Média		22,08

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018)

As Bandeiras Tarifárias são os últimos elementos necessários ao modelo de estudo sob o ponto de vista do consumidor. Neste ponto, o capítulo 4 tratará dos leilões de energia, que são o meio pelo qual as distribuidoras adquirem a energia necessária aos seus consumidores.

4 AQUISIÇÃO DE ENERGIA

Para avaliar os efeitos da migração de um volume de energia do Ambiente Regulado para o Ambiente Livre, é necessário conhecer o processo de aquisição da energia por parte da distribuidora, realizado por meio dos leilões de energia, e o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), descritos neste capítulo.

4.1 LEILÕES

Todas as empresas de distribuição de energia, sejam elas concessionárias, permissionárias ou autorizadas, tem a obrigação legal de contratar toda a energia necessária para atender os seus consumidores na modalidade de leilão de energia. Os leilões são conduzidos pela ANEEL e pela CCEE com algumas diferenciações, tanto em relação ao tipo de energia oferecido quanto em relação ao tempo necessário para o início do fornecimento (MARTINS, 2008).

Em termos de tipo de energia, os leilões são divididos em energia nova e energia existente. Assim, a energia nova é aquela oriunda de centrais geradoras que ainda estão na fase de construção ou de planejamento, cujos leilões visam a entrega em três ou cinco anos após a compra (leilões do tipo A-3 e A-5, respectivamente). O período de espera em relação ao fornecimento é definido em função do tempo médio de construção de um empreendimento termelétrico, três anos, e hidrelétrico, cinco anos. Já a energia existente é aquela que provém de geradores que já amortizaram todo o custo de investimento na construção do empreendimento, cujo leilão destina-se a entrega de energia no ano subsequente à contratação (leilão do tipo A-1). Quanto ao tempo de duração dos contratos firmados em leilão, geralmente se estabelece em dois anos para os leilões A-1 e 15 ou 30 anos para os leilões dos tipos A-3 e A-5, dependendo da fonte de geração, 15 anos para termelétricas e 30 anos para hidroelétricas.

Há também os leilões de ajuste, destinados a cobrir eventuais exposições das distribuidoras devidas a uma diferença na projeção de volume contratado e ao aumento da carga dos consumidores.

De forma a buscar uma melhor isonomia entre as tarifas de energia das distribuidoras independentemente de seu porte e área de concessão, a disputa de preços ocorre apenas do lado da oferta. Para que isso ocorra, todas as entidades compradoras comunicam os seus volumes a contratar desejados, os quais são integrados em um único “*pool*”. Assim, durante o leilão, todos os empreendimentos geradores dão lances para atender ao volume total ou parcialmente, de forma indiscriminada entre as entidades compradoras.

Os leilões são a principal forma de aquisição de energia de uma distribuidora, embora não sejam a única. Abaixo é mostrada uma relação de todas as possíveis origens do portfólio de contratos de uma concessionária:

- Cotas de Itaipu;
- Geração Própria;
- Cotas de Angra 1 e Angra 2;
- Cotas de usinas com concessões prorrogadas e
- Contratos Bilaterais.

Observando procedimentos específicos, os quais não são objetivo deste trabalho, todas as parcelas são consideradas para o cálculo do preço médio do mix de contratos, o qual é repassado aos consumidores cativos por meio da TE ENERGIA, citada anteriormente.

Uma vez contratada a energia entre a distribuidora e o gerador, caso a primeira possua sobras devido à migração de consumidores, poderá compensar as sobras por meio do dispositivo apresentado a seguir.

4.2 O MECANISMO DE COMPENSAÇÃO DE SOBRAS E DÉFICITS

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) foi instituído pelo Decreto nº 5.163/2004 e objetiva permitir a troca de contratos CCEAR entre distribuidores com sobras ou exposição de carga (CCEE, 2018²). O referido decreto estabelece que as distribuidoras de energia devem contratar a totalidade da carga de todos os seus consumidores cativos. Assim, sempre que os volumes contratados forem diferentes daqueles consumidos, o agente distribuidor deverá compensar estas diferenças por meio da liquidação financeira ou do MCSD.

Os contratos de energia, sejam eles do ACL ou do ACR, são registrados e monitorados pela CCEE, que é a entidade responsável pela execução do MCSD. Existem quatro modalidades, descritas a seguir.

- **MCSD MENSAL**

O MCSD Mensal destina-se a realocar sobras derivadas da migração de consumidores livres e ACL, além de acréscimos de energia provenientes de contratos firmados até 16 de março de 2004. Desta forma, torna-se a modalidade mais adequada ao modelo de análise da migração por parte da distribuidora, visto que permite justamente atenuar impactos decorrentes da migração de consumidores entre diferentes ambientes de contratação.

Como tratado anteriormente, em um leilão de energia todos os agentes compradores incluem o volume desejado em um “*pool*” de energia. Ao fim do leilão, os agentes vendedores, que venceram o leilão, celebram diferentes contratos de venda de energia (modalidade CCEAR) diretamente com cada agente comprador, atendendo a sua parcela do volume total leilado. Desta forma, qualquer compensação entre contratos envolve no mínimo três agentes: o agente vendedor (gerador), o agente cedente (o qual apresenta sobras) e o agente cessionário (o qual apresenta exposições). Todas essas operações são oficializadas por meio de termos de cessão, os quais reduzem o volume contratado do agente cedente e aumentam o volume contratado do agente cessionário junto ao fornecedor de energia.

Após a execução do MCSD mensal todas as reduções consideram todo o período entre o mês vigente e o fim do contrato. Para o ano vigente a devolução ocorre considerando o perfil de sazonalização anterior, de forma a não impactar a receita do agente vendedor. Para os anos seguintes as sazonalizações são definidas livremente entre os envolvidos no contrato.

Um destaque importante do MCSD mensal é que as sobras não compensadas (aquelas que não puderam ser transferidas a um terceiro) podem ser devolvidas ao vendedor de origem, permitindo assim a liberação integral do volume de sobras oriundo da migração de agentes para o ACL.

- **MCS D TROCAS LIVRES**

Esta modalidade é destinada a outros tipos de desvios de mercado das distribuidoras, ocorrendo também mediante a declaração de sobras (verificadas pela CCEE) e déficits (ilimitado), embora as sobras não precisem ser motivadas. Um exemplo de desvio de mercado poderia ser o desligamento de um grande complexo industrial.

Assim como no MCS D Mensal, as cessões deverão considerar o perfil de sazonalização para o ano vigente. Além disso, não é permitida a devolução de eventuais sobras remanescentes após o MCS D. O MCS D de Trocas Livres ocorre com periodicidade trimestral.

- **MCS D 4%**

Trata-se de uma modalidade anual do MCS D e destina-se a suavizar sobras decorrentes de variações de mercado implícitas à dinâmica do Setor Elétrico Brasileiro. Como o próprio nome sugere, as sobras declaradas têm um limite de 4% do volume original contratado no CCEAR, o qual independe de reduções contratuais motivadas por outras modalidades do MCS D. Diferentemente do MCS D Mensal e do MCS D Trocas Livres, a compensação desta modalidade ocorre no ano posterior ao seu processamento, não sendo necessário considerar o perfil de sazonalização do contrato. O MCS D também permite a devolução ao gerador de sobras não compensadas pelo MCS D, desde que dentro do limite de 4% citado previamente.

- **MCS D EX-POST**

Assim como o MCS D 4% também é uma modalidade anual, embora seu objetivo seja diferenciado. Ocorre no mês seguinte ao da publicação do reconhecimento das exposições involuntárias pela ANEEL e visa evitar a aplicação de penalidades por insuficiência de lastro de energia.

- **PRECIFICAÇÃO DOS VALORES COMPENSADOS**

Após a execução do MCSD, todas as cessões decorrentes são valoradas ao preço de venda do agente cedente no CCEAR resultante do leilão. Os agentes cessionários (aqueles com exposição) efetuam os pagamentos devidos de acordo com esse preço, que é atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Como há muitos contratos e agentes envolvidos nas diferentes modalidades do MCSD, o gerenciamento e determinação dos valores a liquidar de cada agente são definidos pela CCEE.

A liquidação considera todos os volumes cedidos individualmente, incorporando os diferentes preços de cada CCEAR de origem. Todas as distribuidoras com déficits de energia aparecem como agentes cessionários e devem pagar um valor determinado através de sua liquidação financeira. As concessionárias com sobras aparecem como agentes cedentes e recebem o respectivo crédito na contabilização financeira. O detalhamento específico do preço foge ao escopo deste trabalho.

Diante da estrutura apresentada neste capítulo, agrega-se ao modelo proposto a possibilidade da distribuidora devolver e compensar o volume cedido parcial ou totalmente. Sendo que neste último caso o agente distribuidor não teria impacto financeiro.

Com os elementos essenciais descritos para a construção dos modelos, o Capítulo 5 apresenta a metodologia proposta, detalhando a elaboração dos modelos.

5 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia de análise do problema sob investigação é feita por comparação, isto é, são criados cenários de consumo no Mercado Cativo e no Mercado Livre, considerando as tarifas e preços de mercado pertinentes, os quais serão comparados entre si.

São propostos dois modelos de análise dos efeitos financeiros da migração. O Modelo A realiza a análise do processo de migração sob o ponto de vista do consumidor e o Modelo B estuda o mesmo problema, mas sob o ponto de vista da concessionária de distribuição.

Os modelos são implementados em planilhas do *LibreOffice Calc*, por se tratar de uma plataforma aberta. Uma planilha inicial serve de entrada para todos os dados do consumidor: consumo médio, demanda contratada, nível de tensão, modalidade tarifária e distribuidora. Em outra são inseridas as informações da distribuidora: volumes contratados, preço e vigência dos contratos, área de concessão, despesas e receitas anuais.

Uma vez que o grupo B apresenta grande diversidade de consumidores, este trabalho se limita ao subgrupo B1 convencional, aquele destinado à maior parte dos consumidores residenciais. Para incluir outro subgrupo na análise basta substituir as tarifas TUSD e TE.

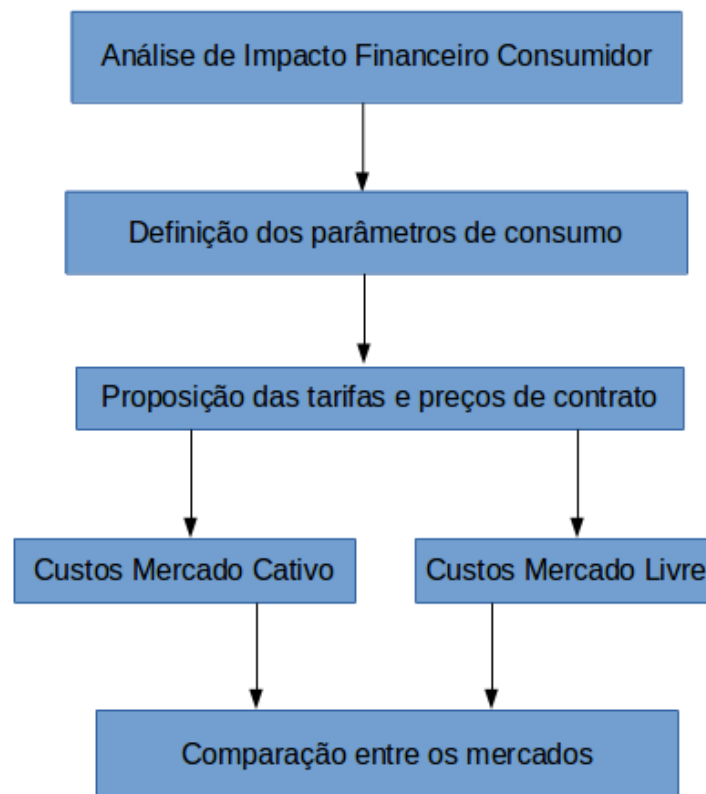
Para efetuar uma análise mais completa, considerando as regionalidades brasileiras, foi escolhida uma distribuidora para cada uma das cinco sub-regiões do país: CELG (GO), CELPA (PA), CELPE (PE), CPFL Paulista (SP) e RGE (RS). As tarifas anuais consideraram a data de reajuste anual, de forma a ponderarem o período vigente do ciclo tarifário 2016/17 e do ciclo 2017/18. Adicionalmente, o Modelo B também foi aplicado aos dados da distribuidora Elektro (SP), com as tarifas do ciclo 2018/19, para ilustrar o que ocorre com uma elevada Tarifa de Energia.

5.1 O MODELO A: ANÁLISE DO PONTO DE VISTA DOS CONSUMIDORES

Estudar o impacto financeiro de uma migração para o ACL pode se traduzir como uma análise de viabilidade econômica do processo. Uma análise típica para

um consumidor de alta tensão consiste em identificar todos os custos que o consumidor tem no Mercado Cativo (mercado de origem) e comparar com um cenário contendo todos os custos simulados no Mercado Livre, preservando todas as características de consumo e demanda e incluindo eventuais custos adicionais exclusivos deste último mercado. A Figura 1 ilustra a estrutura geral para análise da migração por parte do consumidor.

Figura 1 – Estrutura geral para análise da migração por parte do consumidor



Fonte: AUTOR (2018)

Entretanto, para avaliar uma eventual migração do grupo B, é necessário fazer determinadas alterações no modelo de análise de viabilidade tradicional. Para contextualizar a primeira alteração, no grupo B atualmente não há cobrança pela contratação de uma demanda. Após a abertura do Mercado Livre para os consumidores do grupo B, possivelmente haverá uma reestruturação na composição tarifária para este grupo. Uma vez que a tarifa atual ainda não dispõe deste recurso, o modelo considera o custo de demanda nulo, isto é, embora seja considerada simbolicamente uma demanda contratada, a tarifa de demanda do modelo é nula.

Após uma futura regulamentação que deverá ocorrer, tornando a tarifa binômia, será mais fácil adaptar o modelo à nova legislação, bastando apenas atualizar as tarifas.

A segunda alteração no modelo consiste em atribuir preços de mercado para os montantes de energia a serem contratados pelos consumidores do grupo B. Neste sentido, é utilizado um preço equivalente obtido pela média dos preços dos leilões de energia realizados em 2017 (ANEEL, 2018³), ponderados pelo volume de cada parcela leiloadas, e acrescidos de uma margem de lucro de 20%. A proposta da margem de lucro é englobar os agentes que, no futuro, comercializarão a energia do gerador para o consumidor residencial, além de aproximar o preço de mercado do preço de Energia Incentivada comercializado atualmente.

A Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (CIP) também não é considerada para análise, uma vez que é regulada por leis municipais, representa um pequeno percentual em relação ao total faturado e afeta igualmente os dois ambientes de contratação de energia (ACL e ACR).

Nos estudos do Modelo A criou-se a figura do consumidor residencial médio, considerando os valores consolidados de 2017 de consumo, receita e número de unidades consumidoras de todas as distribuidoras analisadas, conforme Quadro 2.

Quadro 2 – Informações do grupo de consumidores e distribuidoras

Distribuidora	Consumo Mensal (MWh)	Número de Unidades Consumidoras	Consumo Anual Médio (MWh)
CELG	4.415.747,60	28.102.390	1,886
CELPA	2.919.801,07	18.749.882	1,869
CELPE	3.788.466,79	28.355.655	1,603
CPFL PAULISTA	8.882.980,20	44.786.784	2,380
RGE	2.521.521,46	13.713.395	2,206

Fonte: ANEEL (2018)

Também foi incluída a possibilidade de informar um consumo manualmente, customizando eventuais análises futuras para um determinado consumidor.

Em termos tributários foram incluídos três diferentes tributos, aqueles cuja incidência na cobrança por energia é aplicável. São eles, o Imposto sobre a

Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) com alíquotas variando de 25% a 30%, o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Para estas duas últimas contribuições juntas foi utilizada a alíquota 5,0%, tendo em vista as suas variações entre diferentes estados brasileiros. Por simplicidade, foi considerado que tanto o ICMS quanto a alíquota PIS/COFINS são aplicadas na mesma base de cálculo.

O Mercado Livre apresenta explicitamente despesas relacionadas ao seu funcionamento além de encargos para custear o funcionamento do SIN com qualidade, confiabilidade e segurança. Neste sentido, adotou-se a premissa conservadora de contabilizar R\$ 5,00 por MWh para cobrir todos os encargos e despesas do ACL. Exemplo de cobranças como essa são o Encargo de Energia de Reserva (EER), Encargo de Segurança do Sistema (ESS) e a Contribuição Associativa da CCEE, além de diversos outros.

Estabelecidas as premissas do modelo, são criados os cenários de faturamento nos dois ambientes de contratação, considerando o período de um ano. Então, os custos totais no Mercado Livre e no Mercado Cativo são comparados, gerando um percentual de economia por parte do consumidor. Um quadro resumo, Quadro 5, sumariza os resultados trazendo as seguintes informações: Total de custos anuais no Mercado Cativo, Total de custos anuais no Mercado Livre, percentual de economia, número de faturas compensadas e *Breakeven*. Este último é o preço de fornecimento da energia elétrica que igualaria os custos totais nos dois mercados. Como não há cobrança por demanda contratada, todos os valores cobrados tomam por base o consumo em MWh. Assim, o *Breakeven* pode ser calculado pela Equação (1).

$$Breakeven = TE + Bandeiras - Encargos \quad (1)$$

O conceito trazido pela Figura 1, bem como as premissas detalhadas neste capítulo são implementados na planilha do Modelo A. O Quadro 3 exemplifica a porção do modelo que simula o consumo no Mercado Cativo. Neste sentido, o consumo é multiplicado pela TUSD, TE e o Adicional de Bandeiras, de forma estratificada. Este valor é somado com o custo com demanda (atualmente nulo) e com a Contribuição para Iluminação Pública (CIP), a qual é desprezada. Então, são

destacados impostos em relação ao custo total (exceto a CIP). Por fim, os valores da energia sem impostos são somados aos tributos resultando no custo total anual no Mercado Cativo.

Quadro 3 – Exemplo de cenário de consumo no ACR

Estratificação do Mercado Cativo			
	Valor faturado	Tarifa	Total
Demanda (kW)	0	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Consumo (MWh)	2,206	R\$ 234,47	R\$ 517,35
Consumo (MWh)	2,206	R\$ 246,08	R\$ 542,97
Bandeiras (MWh)	2,206	R\$ 22,08	R\$ 48,73
CIP	R\$ 0,00	-	R\$ 0,00
ICMS			R\$ 511,87
PIS/COFINS			R\$ 85,31
Total			R\$ 1.706,23

Fonte: AUTOR (2018)

De forma análoga é criada a simulação de custos no Mercado Livre, com a diferença na TE que é substituída pelo preço de mercado e do custo com Bandeiras Tarifárias que é substituído pelo produto da energia pela estimativa de custos de Encargos por MWh, conforme mostrado no Quadro 4.

Quadro 4 – Exemplo de cenário de consumo no ACL

Estratificação do Mercado Livre			
	Valor faturado	Tarifa	Total
Demanda (kW)	0	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Consumo (MWh)	2,206	R\$ 234,47	R\$ 517,35
Consumo (MWh)	2,206	R\$ 218,01	R\$ 481,03
Encargos (MWh)	2,206	R\$ 5,00	R\$ 11,03
CIP	R\$ 0,00	-	R\$ 0,00
ICMS			R\$ 460,79
PIS/COFINS			R\$ 76,80
Total			R\$ 1.547,00

Fonte: AUTOR (2018)

Os Quadros 3 e 4 são sumarizados no Quadro 5, onde são calculados o percentual de economia (Equação (2)) e o *Breakeven* (Equação (1)).

$$\%Economia = \frac{Custo\ Total_{Cativo} - Custo\ Total_{Livre}}{Custo\ Total_{Livre}} \quad (2)$$

Quadro 5 – Resumo do Impacto Financeiro para o consumidor

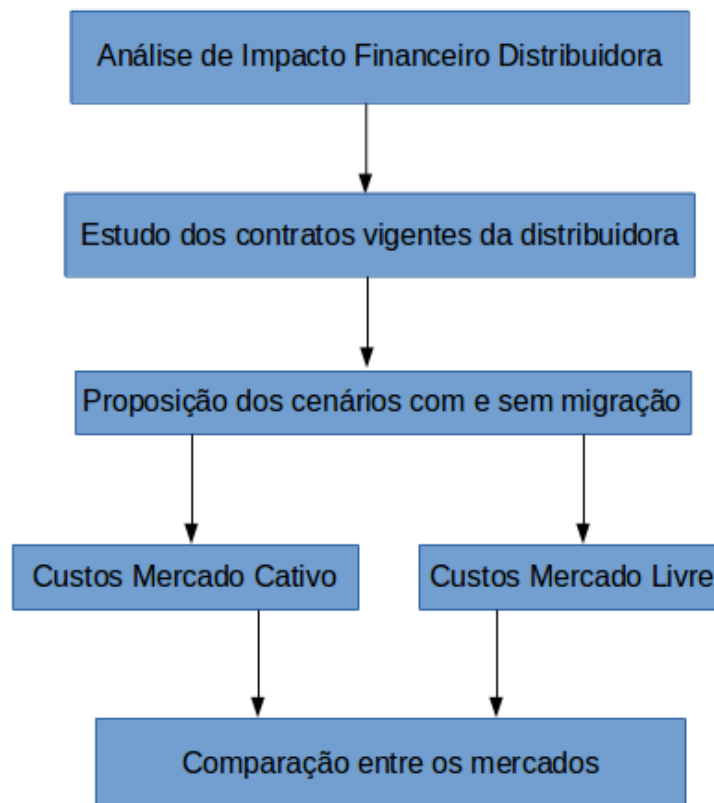
Resumo	
Total Mercado Cativo	R\$ 1.186,27
Total Mercado Livre	R\$ 1.089,96
Economia %	8,12%
Faturas compensadas	1,1
Breakeven (R\$/MWh)	R\$ 258,56

Fonte: AUTOR (2018)

5.2 O MODELO B: ANÁLISE DO PONTO DE VISTA DA DISTRIBUIDORA

Para o estudo da distribuidora, é necessário que se conheça todo o processo de contratação de energia via leilão e seu posterior repasse aos consumidores através da Tarifa de Energia (TE). Na Figura 2 é esquematizada a metodologia de análise da distribuidora.

Figura 2 – Estrutura geral para análise da migração por parte da distribuidora



Fonte: AUTOR (2018)

Um consumidor de energia paga os impostos diretamente nas faturas, de distribuição e de fornecimento. A distribuidora possui uma forma diferente de ser tributada e, em alguns estados, serve como meio para arrecadação de impostos. Por esse motivo, ao contrário do Modelo A, os estudos do Modelo B são realizados sem considerar tributos.

O consumo total da classe B1 residencial também foi obtido a partir dos relatórios de consumo da ANEEL. A partir deste consumo, foram atribuídos diferentes percentuais de migração, que correspondem à parcela de consumidores que migraria do ACR para o ACL. De forma a limitar a análise diante dos diversos cenários possíveis, é utilizada na maioria das simulações a hipótese de que 50% de toda a carga residencial migra para o Mercado Livre. Conforme dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 (EPE, 2018), mostrados no Quadro 6, este percentual é coerente com o Mercado Livre brasileiro atual, no qual 67,9% dos consumidores industriais estão no ACL.

Quadro 6 – Percentual de consumidores industriais por mercado de energia

Consumo industrial cativo 2016 (GWh)	52.816	32,10%
Consumo industrial livre 2016 (GWh)	111.741	67,90%
Total (GWh)	164.557	100,00%

Fonte: Adaptado de EPE (2018)

Estabelecido o volume de energia a ser migrado de mercado, este foi sazonalizado de forma *flat* ao longo do ano, sendo interpretado como sobras contratuais do ponto de vista da distribuidora .

Para incluir os efeitos do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), também foi incluído um controle de percentual, o qual quantifica a porção das sobras devidas à migração que será repassada a outra distribuidora ou devolvida ao fornecedor. O referido percentual permite simular desde a devolução total das sobras (resultando em impacto financeiro nulo para a distribuidora) até nenhuma devolução (liquidando toda a energia no Mercado de Curto Prazo). Supõe-se que a TE representa o mix de contratos da distribuidora. Por este motivo, a TE foi tomada com o preço de cessão das sobras no MCSD.

Como já mencionado, as sobras de energia não cedidas via MCSD são liquidadas no Mercado de Curto Prazo ao valor do Preço de Liquidação das

Diferenças (PLD), visto que as distribuidoras de energia são agentes da CCEE. Por esse motivo o volume de sobras foi sazonalizado.

Para cada um dos meses do ano são estabelecidos três valores financeiros. O primeiro deles é o **Valor recolhido Pré Migração** o qual consiste no valor que a distribuidora arrecadaria com a energia do consumidor caso ele não tivesse migrado do Mercado Cativo para o Mercado Livre. A segunda quantidade é o **Valor repassado via MCSD** que considera a parcela das sobras cedidas para outra distribuidora ou devolvidas ao fornecedor precificadas pela TE. O terceiro elemento é **Valor Liquidado CCEE**, o qual é o produto entre as sobras não englobadas pelo MCSD e valoradas ao PLD (CCEE, 2018³). Por fim, é calculado o saldo mensal subtraindo do **Valor recolhido Pré Migração** os valores obtidos no MCSD e na Liquidação da CCEE. O Quadro 7 sintetiza a metodologia utilizada, aplicada para um mês do ano.

Quadro 7 – Exemplo de cenário de impacto à distribuidora

Mês	Janeiro
Horas do mês	744
Volume (MW-m)	216,237
Volume (MWh)	160.880,097
Volume MCSD (MWh)	80.440,048
Volume Liquidação CCEE (MWh)	80.440,048
PLD (R\$/MWh)	R\$ 125,89
Tarifa de Energia (R\$/MWh)	R\$ 246,24
Valor recolhido Pré Migração	R\$ 39.615.114,98
Valor repassado via MCSD	R\$ 19.807.557,49
Valor Liquidado CCEE	R\$ 10.126.798,78
Saldo	-R\$ 9.680.758,71

Fonte: AUTOR (2018)

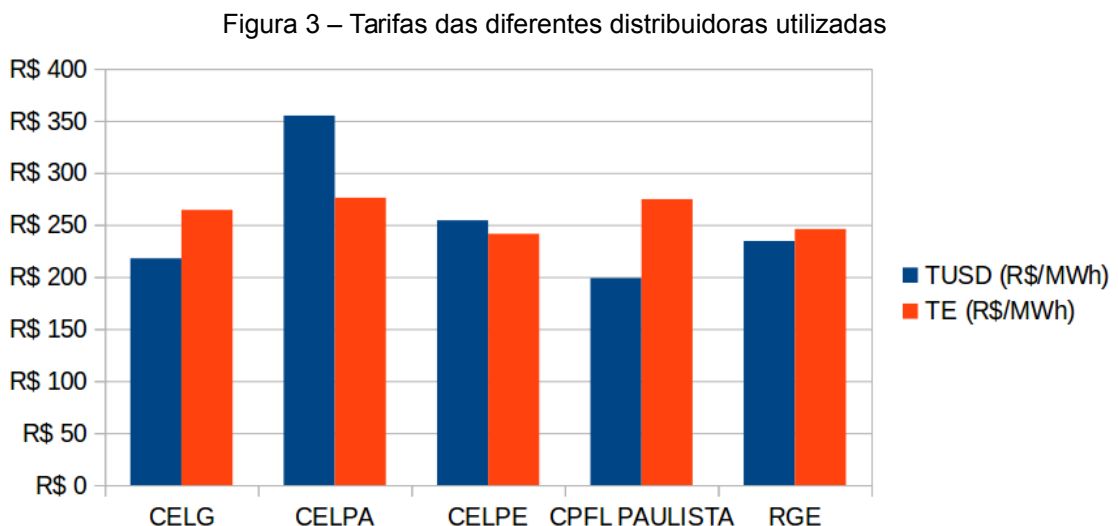
No Quadro 7, meses onde onde o saldo da distribuidora fica negativo implicam que a concessionária paga mais caro pela energia (valorada à TE) do que consegue vender ao mercado (preço de PLD), fato que geralmente ocorre no período úmido de chuvas.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados dos modelos desenvolvidos no trabalho, considerando a divisão entre o Modelo A e o Modelo B apresentados no Capítulo 5.

6.1 RESULTADOS DO MODELO A

Logo no início da elaboração dos cenários foi possível notar o quanto as tarifas TUSD e TE eram importantes. As diferentes distribuidoras analisadas possuem Tarifas de Energia (TE) próximas entre si, o que é coerente com o método de contratação de energia via leilão, o qual deveria trazer preços homogêneos para todos os agentes compradores. A TUSD varia significativamente de uma distribuidora para a outra. É fácil notar a TUSD elevada da CELPA devido a sua carga reduzida e altamente capilarizada, ao contrário da CPFL Paulista, a qual possui maior carga em uma região menor, reduzindo investimentos em relação ao mesmo retorno que a CELPA teria para ampliar a sua rede. A Figura 3 ilustra esta ideia.

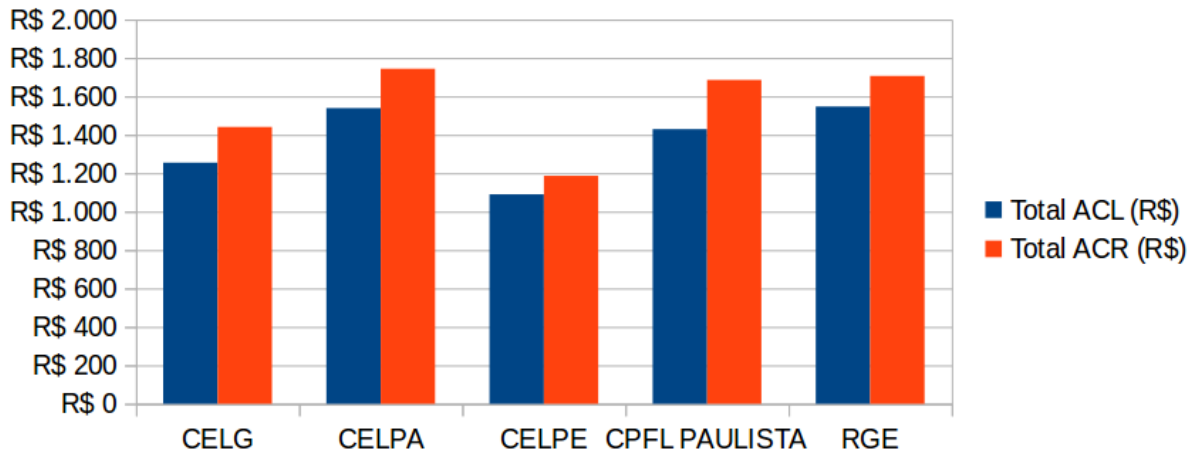


Fonte: AUTOR (2018)

De posse das tarifas e das outras premissas necessárias ao Modelo A, foram elaborados os cenários de migração para os consumidores médios das cinco

distribuidoras de estudo. Os custos anuais totais nos dois ambientes de contratação são mostrados na Figura 4.

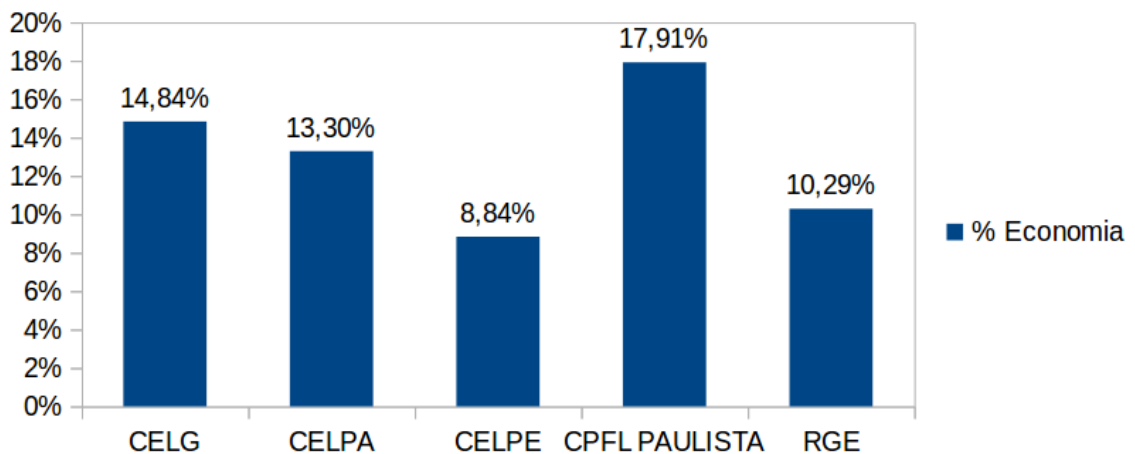
Figura 4 – Custos Totais nos Ambientes Livre e Cativo



Fonte: AUTOR (2018)

Na Figura 4, observa-se que a migração é mais vantajosa financeiramente para um consumidor da CPFL Paulista, enquanto que para um consumidor da CELPE ela apresenta um benefício financeiro menor. A distribuidora CELPA também apresenta bons resultados, enquanto que a RGE e a CELG trazem resultados intermediários entre as anteriores. O mesmo fato pode ser observado através do percentual de economia entre os dois mercados, mostrado na Figura 5.

Figura 5 – Percentual de Economia para o consumidor médio de cada distribuidora



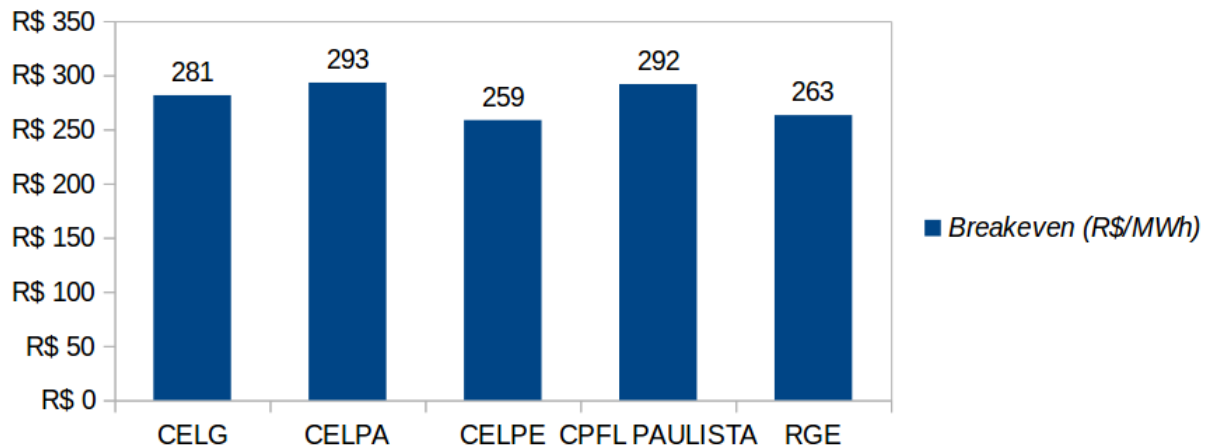
Fonte: AUTOR (2018)

Há uma outra forma de visualizar os mesmos resultados da Figura 5. O percentual de economia pode ser convertido na quantidade de meses nos quais a

economia no Mercado Livre em um ano pagaria um determinado número de faturas de energia mensais. Para menor economia percentual, a da CELPE, o cliente teria um mês de energia “de graça”. Já para um consumidor da CPFL Paulista, este valor superaria dois meses de consumo.

Em todos os cenários do Modelo A foi utilizado o preço de mercado de R\$ 218,01 por MWh. O preço citado foi obtido por meio do mix dos preços de leilão realizados no ano de 2017, evitando assim, a necessidade de calcular o valor presente para o ano de 2017. O preço mix dos leilões foi acrescido de 20%, para dar margens aos ganhos dos comercializadores que provavelmente serão necessários ao Mercado Livre voltado para os consumidores residenciais. Tendo o preço de mercado, utilizando a Equação 1 foi possível calcular o *Breakeven* para cada uma das distribuidoras, mostrados na Figura 6.

Figura 6 – Preço de equilíbrio para as distribuidoras analisadas

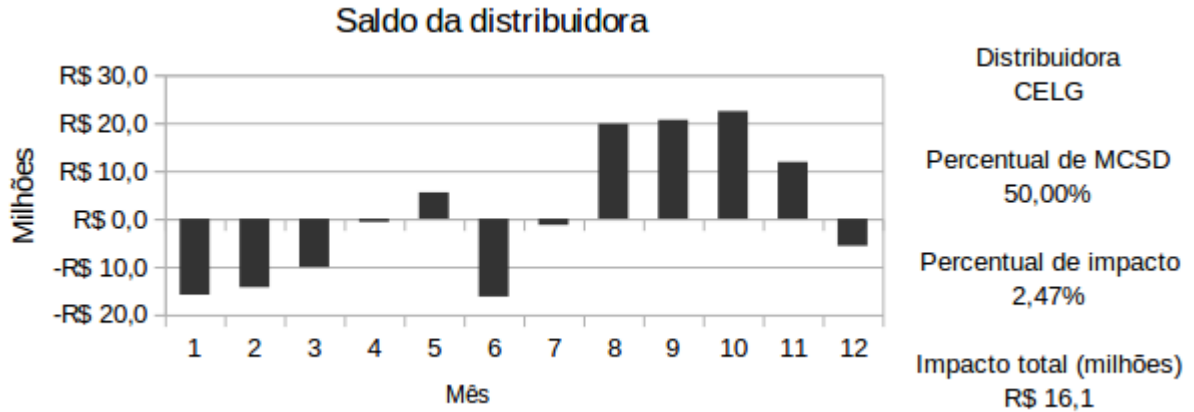


Fonte: AUTOR (2018)

6.2 RESULTADOS DO MODELO B

O Modelo B foi aplicado para o mesmo conjunto de distribuidoras, sendo inicialmente considerado o percentual de migração de 50% do consumo total dos consumidores residenciais. A Figura 7 mostra o impacto financeiro que seria observado pela distribuidora CELG após a migração de 50% de seu mercado residencial e considerando um percentual de 50% das sobras compensadas pelo MCSD.

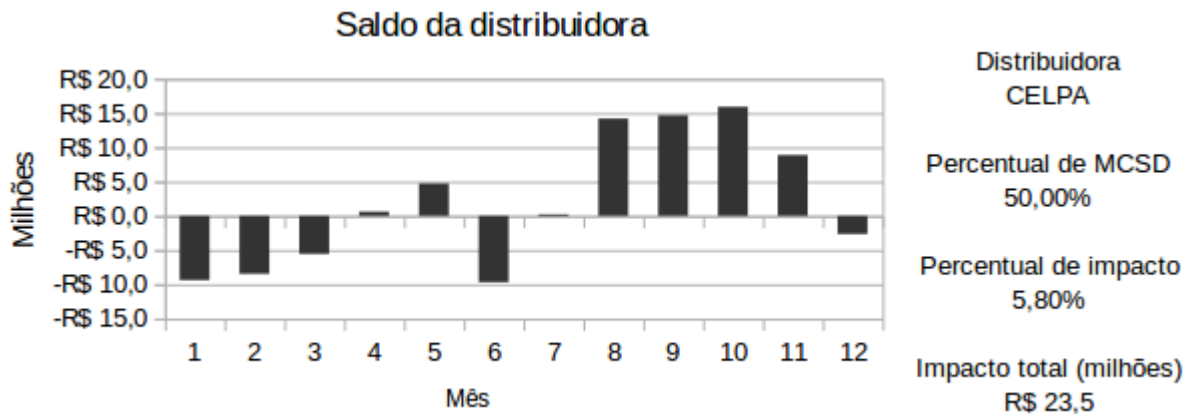
Figura 7 – Impacto Financeiro para a CELG



Fonte: AUTOR (2018)

Da mesma forma, a análise foi realizada para a distribuidora CELPA, cujo resultado é mostrado na Figura 8. Os resultados não diferem muito da Figura 7, visto que estas distribuidoras possuem Tarifas de Energia próximas entre si.

Figura 8 – Impacto Financeiro para a CELPA

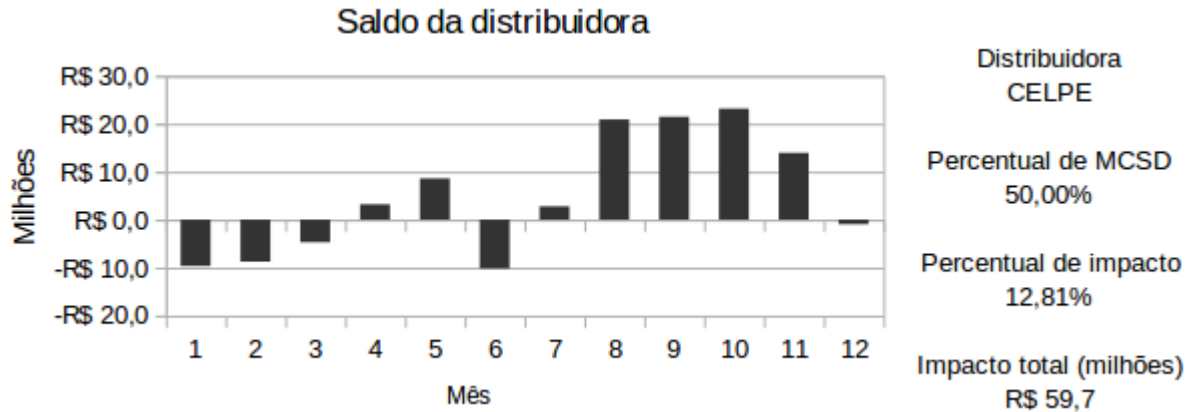


Fonte: AUTOR (2018)

A distribuidora CELPE apresenta a menor Tarifa de Energia entre as companhias consideradas, possui um impacto financeiro significativamente maior que as distribuidoras mostradas anteriormente, ao ter metade de sua carga residencial migrada de ambiente contratual (Figura 9).

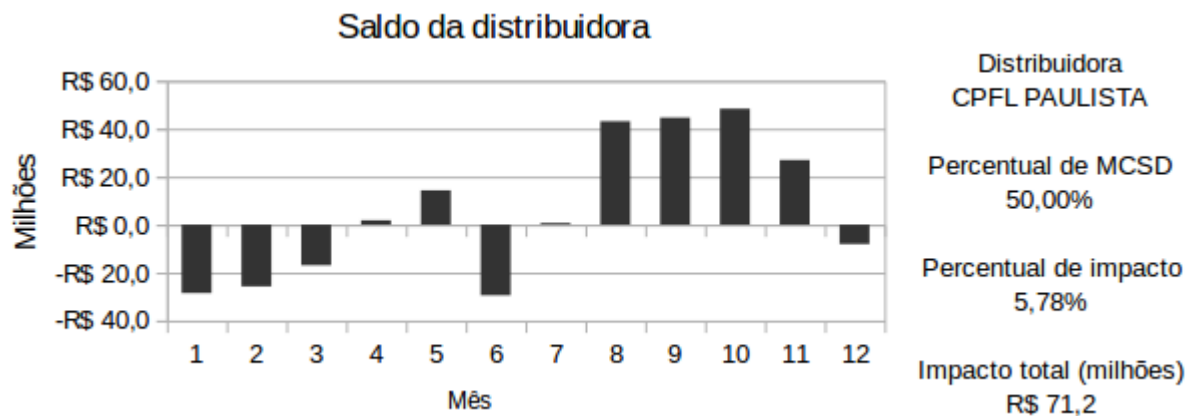
A distribuidora CPFL Paulista é a que apresenta o melhor impacto financeiro ao ter 50% de sua carga residencial migrada de mercado, chegando ao montante de R\$ 71,2 milhões obtidos na liquidação financeira, já descontando o valor pago ao gerador, como é apresentado na Figura 10.

Figura 9 – Impacto Financeiro para a CELPE



Fonte: AUTOR (2018)

Figura 10 – Impacto Financeiro para a CPFL PAULISTA

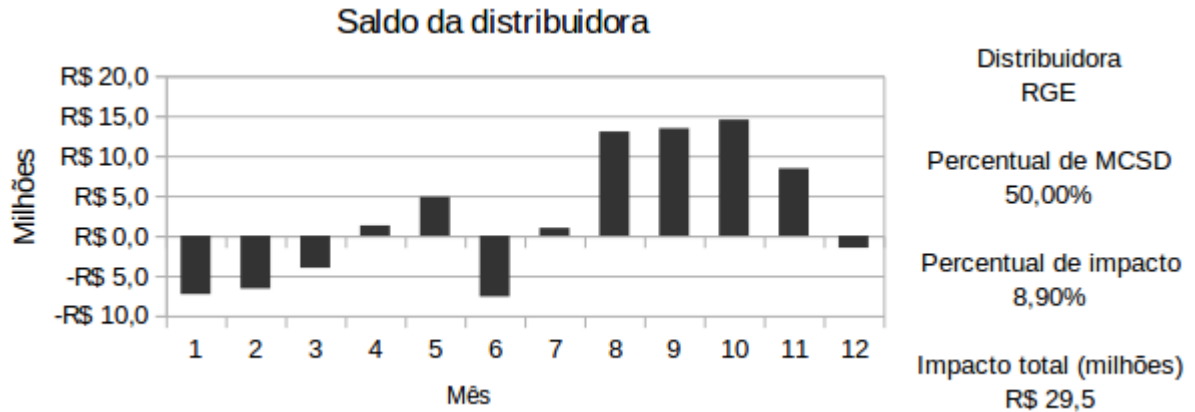


Fonte: AUTOR (2018)

Novamente, a distribuidora RGE apresentou resultados intermediários em relação às outras, como mostra a Figura 11.

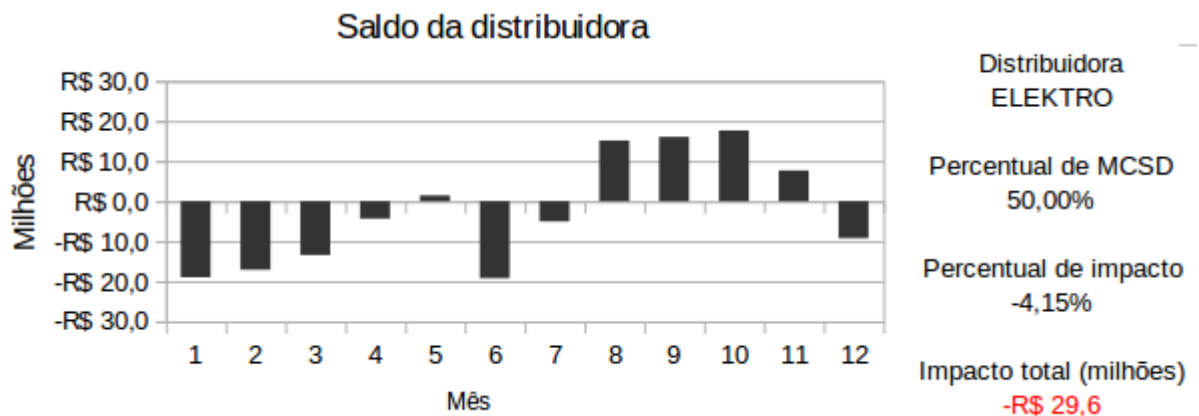
Sabendo que ao compensar totalmente as suas sobras no MCSD uma distribuidora teria impacto financeiro nulo e ao avaliar os resultados positivos mostrados nas Figuras 7 a 11, há uma inclinação de que a distribuidora sempre se beneficiaria com a migração de seus consumidores para o Mercado Livre. Por esse motivo, foi realizado um estudo adicional, considerando uma distribuidora que, atualmente, possui uma elevada Tarifa de Energia em relação à média nacional. Desta forma, os dados da distribuidora Elektro foram coletados da mesma forma que os das distribuidoras anteriores, apenas com a ressalva de que as tarifas aplicadas são correspondentes ao ciclo 2018/19. Os resultados são mostrados na Figura 12.

Figura 11 – Impacto Financeiro para a RGE



Fonte: AUTOR (2018)

Figura 12 – Impacto Financeiro para a ELEKTRO



Fonte: AUTOR (2018)

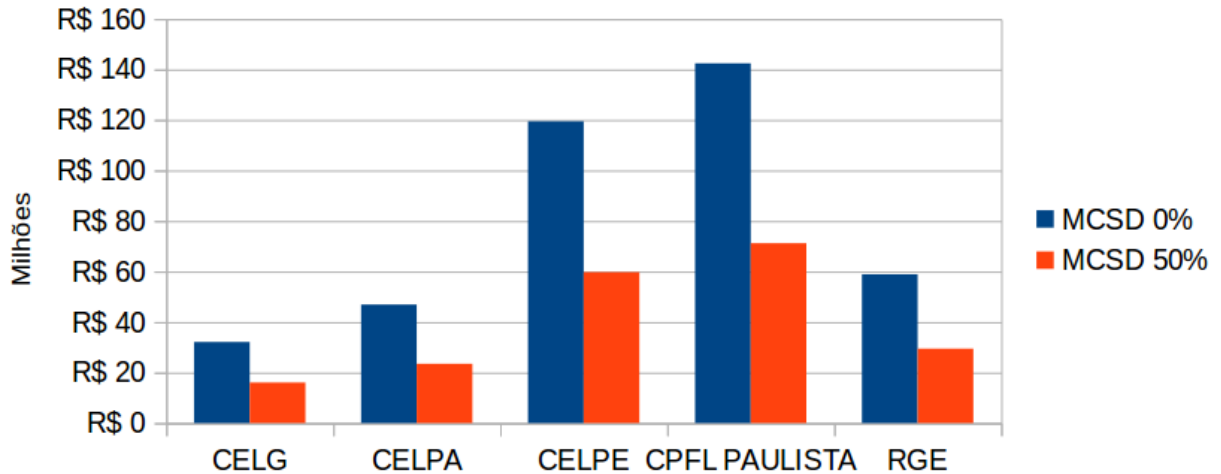
Como elucidado na Figura 12, caso a Tarifa de Energia da distribuidora seja superior à média anual do PLD, o modelo retorna um impacto financeiro negativo, trazendo inicialmente prejuízos à distribuidora.

Para aproveitar os graus de liberdade do modelo, também foram elaborados diferentes cenários variando o percentual de energia compensado via MCSD. A Figura 13 mostra o que acontece quando as distribuidoras compensam 50% de suas sobras ou as deixam ser liquidadas integralmente no Mercado de Curto Prazo (MCSD = 0%).

A Figura 14, por sua vez, exhibe o que acontece ao variar o percentual de migração, reduzindo-o de 50% para 25% do consumo residencial total.

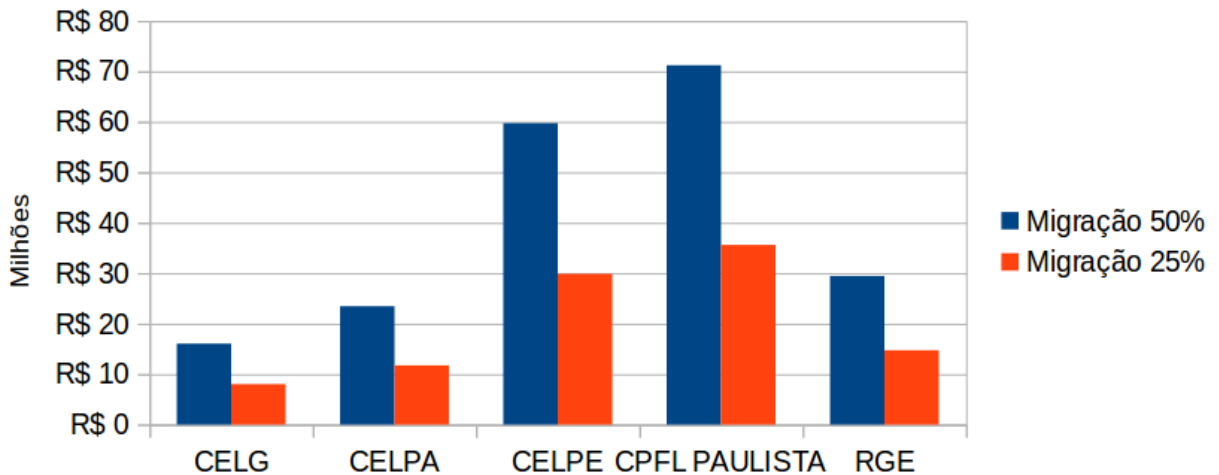
É possível notar que tanto o percentual de MCSD quanto o percentual de migração afetam linearmente o impacto financeiro sofrido pelas distribuidoras.

Figura 13 – Impacto financeiro ao variar o MCSD



Fonte: AUTOR (2018)

Figura 14 – Impacto financeiro ao variar o percentual de migração



Fonte: AUTOR (2018)

Quanto menor é a carga simulada para migração, mais fidedignos são os resultados gerados pelos modelos, visto que menor é o impacto desta migração individual ao mercado de energia como um todo. No futuro, na medida em que o Mercado Livre for se abrindo e a legislação acompanhando o processo, os dados e as premissas dos modelos deverão ser atualizadas para possibilitar uma análise mais próxima da realidade.

7 CONCLUSÕES

Os modelos desenvolvidos se mostraram satisfatórios ao que foi proposto, visto que permitiram responder de forma quantitativa ao problema motivador do trabalho.

As premissas colocadas por um lado permitiram a elaboração do estudo, por outro limitaram o escopo de aplicação do mesmo. O mecanismo de formação de preços de longo prazo, por exemplo, foi extremamente simplificado, considerando-se a média dos preços de leilão e uma margem de erro. A dificuldade de acesso ao conjunto de contratos de uma distribuidora também foi um fator limitante, já que foi assumido que a TE representa totalmente o preço pago pela energia aos geradores e transmissores, o qual é repassado aos consumidores. A falta de informações abertas sobre as compensações do MCSD por distribuidora também teve que ser contornada, tornando este mecanismo um novo de grau de liberdade do sistema. No âmbito político, ainda é difícil saber de que forma o texto original da Consulta Pública 33 será alterado até ser aprovado como projeto de lei.

Ainda assim, os modelos foram construídos de forma a serem versáteis e permitirem alterações para atingir uma nova realidade de mercado de energia e de legislação pertinente ao tema. Para uma análise mais elaborada de eventuais futuras migrações de consumidores residenciais é necessário incorporar características que não aparecem nos modelos criados. O Ambiente Regulado traz a vantagem para o consumidor de ter apenas uma fatura, bem como evita a necessidade de previsibilidade de consumo. Para a distribuidora, o Ambiente Regulado garante um maior montante de faturamento e um fluxo de caixa estável. O Ambiente Livre traz a vantagem de redução de custos para o consumidor, em detrimento de uma necessidade de gestão de energia mais atenta, englobando pagamentos de diversas faturas, acompanhamento de mercado e do Setor Elétrico. Para a distribuidora, significa uma redução no faturamento, bem como o dever de lidar com a sobrecontratação involuntária, citada anteriormente.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se revisitar o modelo e testar sua validade diante de futuros momentos dentro do Setor Elétrico Brasileiro. Como é típico de modelos econômicos, os agentes modelados interagem entre si e

mudam de comportamento em função de incentivos externos. Desta forma novas possibilidades e funcionalidades devem ser incorporadas ao estudo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Entendendo a tarifa**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: julho de 2018¹.

_____. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: novembro de 2018².

_____. **Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Empresa , Classe de Consumo e Nível de Tensão**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: novembro de 2018.

_____. **Resolução Normativa nº 414**. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: julho de 2018.

_____. **Resultados de Leilões**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: novembro de 2018³.

ASSMANN, Silvio Pedro. **Análise da Contratação de Energia de Longo Prazo no Mercado Livre**. 2013. 59 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Ambiente livre e ambiente regulado**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_afLoop=133397667123757&_adf.ctrl-state=dyc9xvtzs_1#!%40%40%3F_afLoop%3D133397667123757%26_adf.ctrl-state%3Ddyc9xvtzs_5>. Acesso em: julho de 2018¹.

_____. **Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.**

Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076370>. Acesso em: novembro de 2018².

_____. **Preços Médios.** Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=102827653944728&_adf.ctrl-state=hw5hwrtndn_1#!%40%40%3F_afLoop%3D102827653944728%26_adf.ctrlzstate%3Dhw5hwrtndn_5>. Acesso em: novembro de 2018³.

CUNHA, Edson Luis Barbosa. **Projeção de Mercado de Energia Elétrica da Classe Industrial considerando Consumidores Especiais.** 2009. 103 f. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

DIAS, Bruno Fensterseifer. **Metodologia para Análise Econômica entre a Permanência do Consumidor no Mercado Regulado e a Migração para o Mercado Livre com auxílio de Comercializador Varejista.** 2018. 44 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: novembro de 2018.

ETGES, Bruna Lucas. **Análise da Região, Submercado ou Estado Mais Rentável para Indústrias no Brasil em relação ao Mercado Livre e suas Distribuidoras.** 2017. 86 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

LAMAS, Eliane Schwartz. **Metodologia para Avaliação de Alternativas de Fornecimento de Energia Elétrica para Consumidores do Grupo A**. 2010. 103 f. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

MACHADO, Lucas Matheus Gomes. **Projeção de Demanda de Energia Elétrica a Curtíssimo Prazo considerando a Inserção de Micro e Minigeração Fotovoltaica**. 2015. 61 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

MARTINS, Dimitri Melo Rodrigues. **Setor Elétrico Brasileiro: Análise do Investimento de Capital em Usinas Termelétricas**. 2008. 86 f. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Aprimoramento do marco legal do setor elétrico, Consulta Pública nº 33**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp>. Acesso em: julho de 2018.

MÜLLER, João Benhur Branco. **MERCADO LIVRE DE ENERGIA: Estudo probabilístico de viabilidade de migração diante das mudanças propostas na Consulta Pública Nº 33**. 2018. 78 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

PRESSI, Roberto André. **Tomada de Decisão de Investimento através de Método Multicritério para fins de Planejamento da Expansão da Distribuição**. 2017. 74 f. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação Mestrado Profissional em Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

ROSSETTO, Laurence de Andrade. **Estudo da Expansão de Consumidores Especiais no Ambiente de Contratação Livre**. 2012. 52 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

SCARABELOT, Álvaro Garske. **Ferramenta de Apoio à Tomada de Decisão de Migração ao Mercado Livre para Consumidores Potencialmente Livres**. 2009. 81 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

SCHULTZ, João Vinícius. **Simulador para o Mercado Livre de Energia: Uma Abordagem Sistêmica e Competitiva**. 2016. 89 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

STANKIEWICZ, Diego Francisco. **Impacto Financeiro da aplicação da Tarifa Binômica no Retorno do Investimento em Geração Distribuída Fotovoltaica de Clientes Residenciais**. 2018. 53 f. Projeto de Diplomação (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.