

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

ELUNIZE EMILIA BAIERLE

**MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: OPORTUNIDADES PARA O SETOR
DO AGRONEGÓCIO**

**Bagé
2021**

ELUNIZE EMILIA BAIERLE

**MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: OPORTUNIDADES PARA O SETOR
DO AGRONEGÓCIO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Enoque Dutra Garcia

**Bagé
2021**

Baierle, Elunize Emilia
Modernização do Setor Elétrico: Oportunidades para o Setor do
Agronegócio / Elunize Emilia Baierle.
105 p.

B152m Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade Federal do
Pampa, ENGENHARIA DE ENERGIA, 2021.
"Orientação: Enoque Dutra Garcia".

1. Modernização do Setor Elétrico. 2. Agronegócio. 3. Eficiência
Energética. 4. Mercado Livre de Energia. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal do Pampa

ELUNIZE EMILIA BAIERLE

**MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: OPORTUNIDADES PARA O SETOR DO
AGRONEGÓCIO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia de
Energia da Universidade Federal do Pampa,
como requisito parcial para obtenção do
Título de Bacharel em Engenharia de
Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 06/05/2021.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia

Orientador

UNIPAMPA

Prof. Dr. Claudio Sonaglio Albano

UNIPAMPA

Prof. Dr. Fabio Luis Tomm

UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **ENOQUE DUTRA GARCIA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/05/2021, às 08:08, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **CLAUDIO SONAGLIO ALBANO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/05/2021, às 09:03, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **FABIO LUIS TOMM, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/05/2021, às 09:18, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0522241** e o código CRC **9D5177AB**.

Referência: Processo nº 23100.007353/2021-41 SEI nº 0522241

AGRADECIMENTO

À Deus por ser minha fortaleza em todos os momentos.

À minha família por ser minha fonte de amor, encorajamento e por sempre se fazerem presentes. Palavras não são suficientes para descreverem a minha gratidão à vocês.

Aos meus avós que ganharam a vida honestamente, batalhando de sol a sol. Se hoje concluo este trabalho é devido aos princípios que meus pais receberam e transmitiram a mim.

Aos meus familiares, em especial madrinhas, padrinhos e afilhadas, obrigada por me proporcionarem experiências de afeto verdadeiro.

Ao Cássio por me apoiar incondicionalmente e ter influenciado na escolha do tema.

Aos meus amigos por me incentivarem e sempre acreditarem no meu potencial, preferi não citar seus nomes para não correr o risco de esquecer alguém.

Aos colegas de curso que se tornaram colegas da vida pela parceria durante os anos de graduação.

Ao Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia pela excelente orientação, pelos conselhos e conhecimento compartilhado.

Aos professores do Curso de Engenharia de energia, do Ensino Médio e Fundamental, sou a resultante do conhecimento que me transmitiram.

À Mercatto Energia pela excelente experiência profissional que adquiri durante a realização do estágio. Assim como, aos colegas da Mercatto que sempre foram solícitos em me ajudar.

Ao Grupo de Estudos Avançados em Engenharia de Energia (GrEEen) que fez total diferença na minha formação acadêmica e profissional desde 2017.

RESUMO

O processo de eletrificação acelerou o desenvolvimento tecnológico e industrial das sociedades, assim garantindo um aumento de produtividade impulsionado pela utilização da energia elétrica. No Brasil, o setor rural foi o beneficiado mais tardiamente pela eletrificação, somente na década de 90 a disparidade entre o acesso a eletricidade no meio urbano e rural diminuiu. Esse fato gerou atraso significativo para a modernização do agronegócio brasileiro. Mesmo assim, hoje o agronegócio é responsável por 26,6% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional, sendo fonte de empregos e renda no interior do país. O fornecimento de energia elétrica é essencial para o setor, aumentando a qualidade dos produtos e garantindo maior conforto aos trabalhadores. Entretanto, as despesas com energia elétrica pela classe rural aumentaram significativamente nos últimos anos pela retirada dos subsídios que vigentes até o ano de 2018. Anteriormente, os subsídios da tarifa de energia à classe rural eram de 30% ao Grupo B, 10% ao Grupo A e serão totalmente removidos no ano de 2023. Essa medida compõe uma das frentes da modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Contudo, é essencial que o agronegócio adote medidas para a identificação e o controle de custos com eletricidade. No contexto, é viável o estudo sobre a migração ao Ambiente de Contratação Livre, o qual está em processo de abertura do mercado reduzindo gradativamente a demanda de 2.000 kW em 2019 para 500 kW em 2023. Desse modo, identificou-se uma oportunidade de pesquisa relacionando o aumento das despesas do agronegócio com a energia elétrica e a abertura do mercado livre de energia. Desenvolveu-se o Dispositivo de Identificação e Controle de Custos no Agronegócio - Energia (DICCA – Energia) sendo capaz de modelar o perfil de consumo levando em consideração as particularidades do agronegócio brasileiro, identificar os consumidores potencialmente livres e, por fim, analisar a viabilidade econômico-financeira da migração. Para a validação do dispositivo realizou-se análises em oito cenários considerando as particularidades técnicas e financeiras tanto do mercado cativo como do mercado livre. Após o estudo, concluiu-se que todos os cenários geram economia ao migrar para o Ambiente de Contratação Livre.

Palavras-Chave: Mercado Livre de Energia, Modernização do Setor Elétrico, Agronegócio, Eficiência Energética.

RESUMEN

El proceso de electrificación aceleró el desarrollo tecnológico e industrial de las sociedades, garantizando así un aumento de la productividad impulsado por el uso de energía eléctrica. En Brasil, el sector rural se benefició más tarde de la electrificación, solo en la década de 1990 disminuyó la disparidad entre el acceso a la electricidad en las zonas urbanas y rurales. Este hecho provocó un importante retraso en la modernización de la agroindustria brasileña. Aun así, hoy la agroindustria es responsable del 26,6% del Producto Interno Bruto (PIB) nacional, siendo una fuente de empleo e ingresos en el interior del país. El suministro de energía eléctrica es fundamental para el sector, aumentando la calidad de los productos y asegurando un mayor confort a los trabajadores. Sin embargo, los gastos con electricidad por clase rural se han incrementado significativamente en los últimos años debido a la retirada de los subsidios que estaban vigentes hasta 2018. Anteriormente, los subsidios en la tarifa de energía rural eran del 30% para el Grupo B, 10% para el Grupo A y serán eliminados por completo en 2023. Esta medida es uno de los frentes para la modernización del Sector Eléctrico Brasileño (SEB). Sin embargo, es fundamental que la agroindustria adopte medidas para identificar y controlar los costos de la electricidad. En este contexto, es factible el estudio sobre migración al Ambiente de Contratación Libre, que se encuentra en proceso de apertura de mercado, reduciendo paulatinamente la demanda de 2.000 kW en 2019 a 500 kW en 2023. Así, se identificó una oportunidad de investigación relacionando el aumento de los gastos de agronegocios con electricidad y apertura del mercado libre de energía. Se desarrolló el Dispositivo de Identificación y Control de Costos en Agroindustria - Energía (DICCA - Energía), pudiendo modelar el perfil de consumo teniendo en cuenta las particularidades de la agroindustria brasileña, identificando consumidores potencialmente libres y, finalmente, analizando la viabilidad económica y financiera de la migración. Para la validación del dispositivo se realizaron análisis en ocho escenarios considerando las particularidades técnicas y financieras tanto del mercado cautivo como del libre. Tras el estudio, se concluyó que todos los escenarios generan ahorros al migrar al entorno de libre contratación.

Palabras Clave: Mercado Libre de Energía, Modernización del Sector Eléctrico, Agronegocios, Eficiencia Energética.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil em 2019	21
Figura 2 – Mapa do SIN - Horizonte 2024 projetado no continente europeu	22
Figura 3 – Estrutura Institucional Setor Elétrico Brasileiro	26
Figura 4 – Cronograma de limite de carga para ingresso no ACL	30
Figura 5 - Projetos de substituição de medidores por distribuidoras, no Brasil ..	33
Figura 6 - Consumo de energia por fonte - Setor Agropecuário (1980 - 2000) ...	34
Figura 7 - Consumo de Energia por fonte - Setor Agropecuário (2019)	34
Figura 8 - Alternativas de Eficiência Energética - Parcela Eletricidade	35
Figura 9 - Relação dos consumidores rurais por tensão de fornecimento	38
Figura 10 - Consumo Rural por Região e Estado	38
Figura 11 – Fluxograma para identificação dos consumidores potencialmente livres	41
Figura 12 - Tarifação de Energia ACR – Verde	44
Figura 13 - Tarifação de Energia ACR – Azul	46
Figura 14 - Processo de Projeção das Tarifas do ACR	48
Figura 15 - Processo de inserção de dados de distribuidoras pelo usuário	51
Figura 16 - Valoração da Energia no ACL	51
Figura 17 - Remuneração pela gestão do agente junto a CCEE	54
Figura 18 - Despesas do agente junto a CCEE	54
Figura 19 - Valoração da Energia no ACL	57
Figura 20 - Processo de caracterização do perfil de consumo	59
Figura 21 - Fatores considerados na definição dos Cenários	62
Figura 22 - Perfil sazonal de consumo de energia (MWh por meses) - Cenário 1k25Saz	64
Figura 23 - Perfil não sazonal de consumo de energia - Cenário 1k25NSaz	65
Figura 24 - Projeção das Tarifas de Energia - Classe Rural - (Grupo A)	66
Figura 25 - Valores de comercialização de energia convencional no submercado Sul	67
Figura 26 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1k25NSaz	68
Figura 27 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1k25Saz	68
Figura 28 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1kNSaz	69

Figura 29 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1kSaz	70
Figura 30 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,75kNSaz ...	71
Figura 31 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,75kSaz	71
Figura 32 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,5kNSaz	72
Figura 33 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,5kSaz	72
Figura 34 - Despesas e Economia acumulada no ACL (Cenário 1k25NSaz)	74
Figura 35 - Despesas e Economia acumulada no ACL (Cenário 1k25Saz)	74
Figura 36 - Economia acumulada no ACL (Cenários não sazonais)	75
Figura 37 - Economia acumulada no ACL (Cenários sazonais)	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Histórico do Setor Elétrico Brasileiro	23
Tabela 2 – Classificação dos agentes da CCEE e respectivas definições	28
Tabela 3 – Redução dos Subsídios das Tarifas de Energia	32
Tabela 4 – Percentual dos tributos PIS e COFINS – RGE	49
Tabela 5 – Alíquota de ICMS Rio Grande do Sul – Rural	50
Tabela 6 – Dados históricos da contribuição associativa CCEE por MWh comercializado (R\$/MWh)	56
Tabela 7 – Característica dos cenários hipotéticos para estudo anual	61
Tabela 8 – Ponto ótimo de migração econômica e regulatória	73
Tabela 9 – Economia anual referente a migração ao ACL – Cenários não sazonais	77
Tabela 10 – Economia anual referente a migração ao ACL – Cenários sazonais	77

LISTA DE SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - ambiente de Contratação Regulado

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ASME - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

BEN - Balanço Energético Nacional

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCER - Contrato de Compra de Energia Regulada

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

DICCA –Dispositivo de Identificação e Controle de Custos no Agronegócio

ESS - Encargo de Serviços do Sistema

ICMS - Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME - Ministério de Minas e Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema

PIB - Produto Interno Bruto

PIS - Programa de Integração Social

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

RGE - Rio Grande Energia

RN - Resolução Normativa

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

SMF - sistema de medição e faturamento

TE - Tarifa de Energia

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos	18
1.2	Justificativa e relevância	18
1.3	Relação com o curso	19
1.4	Estrutura do trabalho	20
2	REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1	Setor Elétrico Brasileiro	21
2.1.1	Panorama histórico	22
2.1.2	Ambientes de contratação	24
2.1.3	Estrutura Institucional	26
2.1.4	Composição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	27
2.1.5	Modernização do Setor Elétrico Brasileiro	29
2.2	Energia do Agronegócio	33
2.2.1	Eficiência energética para o Agronegócio	35
2.2.2	Panorama: Classe Rural e eletricidade	37
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	40
3.1	Diagnóstico de consumidores	40
3.2	Análise econômico-financeira	42
3.3	Tarifação da energia elétrica no ACR	44
3.4	Custos no ACL	51
3.5	Caracterização do perfil de consumo	58
3.6	Caracterização dos cenários	60
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM CENÁRIOS	64
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
5.1	Estudos Futuros	80

5.2	Publicações realizadas	81
	REFERÊNCIAS	83
	APÊNDICE A – Tarifação da Energia Elétrica (NR 414/2010)	88
	APÊNDICE B – Processo de Migração	93
	APÊNDICE C - Perfis de consumo e Fator de carga utilizados	95
	APÊNDICE D – Projeção dos Preços	97
	APÊNDICE E – Resultados	100
	ANEXO A	105

1 INTRODUÇÃO

É indiscutível que o desenvolvimento econômico e social está intimamente relacionado ao consumo de energia de determinada sociedade. O processo de eletrificação possibilitou a aceleração no desenvolvimento tecnológico e industrial, devido a incrementação da produtividade impulsionando toda a cadeia produtiva e, conseqüentemente, melhorando a qualidade de vida da população. Entretanto, o conhecimento sobre a geração e a gestão de energia é fundamental a fim de minimizar os impactos ambientais utilizando os recursos naturais apropriados para garantir a disponibilidade do suprimento (1).

No contexto brasileiro, o setor rural teve os investimentos tardios referente ao processo de eletrificação. O Censo Demográfico de 1940 mostra que nesta época, 47,5% dos imóveis urbanos tinham acesso à energia elétrica, em contrapartida, apenas 2,45% das edificações rurais eram eletrificadas. Ademais, a maioria desses consumidores estavam localizados no Sudeste, apenas o estado de São Paulo era responsável por 46% dos imóveis rurais com acesso a eletricidade. Essa discrepância só veio a mudar nos anos 90 onde houve a intervenção do Estado em questão de investimento. Visto que para as concessionárias a eletrificação rural não era atrativa economicamente, pois necessitava altos investimentos e possuía baixo retorno financeiro (2).

A energia elétrica é indispensável nas unidades rurais, tanto nos empreendimentos relacionados a agricultura pelo beneficiamento e estocagem de grãos, tanto na agropecuária por automatizar processos como ordenha e garantir conforto aos animais. Além disso, a eletricidade proporciona uma melhor comunicação, facilita o acesso à informação e pode automatizar o gerenciamento das propriedades. Portanto, é um insumo vital e impotente no meio rural tanto no quesito produtividade quanto qualidade de vida.

Entretanto, o custo do setor rural com eletricidade está aumentando significativamente devido à retirada de subsídios pelo Decreto Nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018 (3). O Decreto reduz em 20% ao ano os subsídios da Classe Rural, se extinguindo em 2023. Até 2018 os subsídios eram de 30% para os consumidores rurais Grupo B e 10% dos consumidores rurais Grupo A. Ademais, as tarifas de energia no Ambiente de Contratação Regulado, caracterizado pelo

monopólio das distribuidoras, também aumentam devido a reajustes anuais aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Neste cenário, para não comprometer o orçamento dos produtores e empresários do setor rural é indispensável o controle de custos relacionados à energia elétrica. Logo, a aplicação de alternativas de eficiência energética é necessária, pois promove a diminuição do custo com energia elétrica e, por consequência, o aumento da eficiência financeira do empreendimento.

Há muitas formas de implantar alternativas de eficiência energética, pode-se citar: análise de enquadramento tarifário, substituição de equipamentos, investimento em geração de energia, sendo o primeiro que exige menor investimento inicial. Algumas das alternativas são singulares a cada empreendimento, portanto dependem de investigações específicas do empreendimento. Sendo assim, optou-se por avaliar a viabilidade de migração do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), caracterizado pelo monopólio das distribuidoras, ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia, a proposta se enquadra na alternativa de análise tarifária e pode ser desenvolvida uma modelagem que caracteriza várias unidades.

O Ambiente de Contratação Livre de energia está fundamentado na concorrência das comercializadoras de energia. Neste ambiente, o consumidor pode escolher o seu fornecedor de energia, e a competitividade do mercado estimulará a redução dos preços. Entretanto, para ingresso no ACL são necessários alguns requisitos, como tensão de fornecimento e demanda mínima contratada.

O Brasil está passando pelo processo de modernização do Setor Elétrico e um dos procedimentos é tornar o ACL mais acessível, seguindo uma tendência mundial (4,5). Neste contexto, há o processo de abertura do mercado livre, que pela Portaria MME N° 465, de 12 de dezembro de 2019, foi determinada a redução gradual da demanda contratada de energia elétrica para migração como consumidor livre de energia (6). Pela Portaria, a demanda anteriormente de 2.000 kW passa por redução de 500 kW ao ano, chegando no valor de 500 kW em 2023.

No cenário em questão, a análise de migração é relevante e tende a gerar bons resultados. Logo, a pesquisa busca a identificação de caráter legislativo sobre os consumidores rurais potencialmente livres. Posteriormente, a avaliação da viabilidade econômico-financeira e o retorno do investimento inicial relativo à

economia anual, a qual se dá pela projeção da tarifa do ACR e o preço da energia no ACL.

1.1 Objetivos

O presente trabalho de pesquisa possui como objetivo geral o desenvolvimento de um modelo de negócio economicamente viável e capaz de otimizar o custo da energia elétrica dos consumidores da classe rural.

Ademais, os objetivos específicos fundamentais para a realização do estudo, são:

- Elaborar as modelagens dos perfis de consumo de diferentes consumidores rurais;
- Projetar as tarifas de energia elétrica do ambiente regulado e realizar levantamento do preço de contratação do ambiente livre;
- Estudar a viabilidade econômico-financeira de migração da classe rural para o ambiente de contratação livre de energia elétrica;
- Desenvolver uma ferramenta computacional capaz de realizar as análises listadas acima para diferentes cenários;
- Integralizar o conhecimento teórico adquirido durante a pesquisa com o estágio obrigatório do curso de Engenharia de Energia realizado em comercializadora de energia.

1.2 Justificativa e relevância

A realização da pesquisa se fundamenta em dois impasses principais que são medidas adotadas para a modernização do SEB. São elas: a remoção de subsídios das tarifas de energia elétrica e o processo de abertura do mercado livre de energia. Pelo Decreto Nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, foi determinado a remoção do subsídio presente na tarifa de eletricidade da classe rural, de forma gradual até a extinção em 2023 (3). Este fato, aliado aos reajustes das tarifas de eletricidade do mercado cativo ocasionará em um aumento iminente na tarifa de energia elétrica do segmento do agronegócio.

Simultaneamente, ocorre o processo de abertura do ACL, outra medida de modernização do setor. Ou seja, a demanda mínima para migração ao mercado livre de energia está sendo reduzida gradualmente pela Portaria N° 465, de 12 de dezembro de 2019 (6). Atualmente, a demanda é de 1.500 kW e chegará em 500 kW no ano de 2023. Ademais, a mesma portaria determina a publicação de um novo cronograma de abertura do mercado a iniciar em janeiro de 2024.

No contexto em questão, os consumidores rurais necessitam de novas alternativas para minimizar o impacto do aumento das tarifas no ambiente cativo. Levando em consideração que o mercado livre promove a competitividade na contratação de energia, ocasionando despesas mais acessíveis com energia elétrica e o processo de abertura do ACL prospecta novos clientes, a migração se torna uma alternativa viável a ser analisada.

1.3 Relação com o Curso

Para a realização deste trabalho empregou-se o conhecimento prévio adquirido ao longo do curso de graduação em Engenharia de Energia. Portanto, utilizou-se conhecimentos sobre modelos de mercados abordados na componente curricular de Economia Industrial. Os principais fundamentos do SEB foram discutidos nas disciplinas de Economia de Energia e Análise de Sistemas Elétricos de Potência.

Referente às projeções utilizaram-se fundamentos de modelagem matemática e simulação computacional citados em Cálculo Numérico e Algoritmos e Programação. E, sobre os modelos de tarifação de energia elétrica e faturas adquiriu-se o conhecimento durante a disciplina de Conservação e Eficiência Energética.

Ademais, o local para realização do Estágio Curricular Obrigatório foi definido a partir do tema do trabalho, tendo a oportunidade de realizá-lo na Mercatto Energia, comercializadora e gestora do mercado livre de energia. A experiência contribuiu com conhecimento prático na área, nas etapas do processo de migração e nos procedimentos dos consumidores livres, portanto, foi fundamental para complementar o conhecimento teórico no desenvolvimento da pesquisa.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho está estruturado em cinco principais capítulos, sendo eles: Introdução, Revisão bibliográfica, Procedimentos metodológicos, Aplicação metodológica em cenários e Considerações finais.

O primeiro capítulo é referente a introdução do trabalho. Nele é contextualizado o tema, apresentado os objetivos e justificado a relevância do assunto. Ademais, também é apresentado a relação do tema com a estrutura curricular do curso de Engenharia de Energia e a estrutura do trabalho.

No segundo capítulo é apresentada a revisão bibliográfica, a qual contém a pesquisa bibliográfica referente ao panorama, perspectivas e regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro. Já no terceiro capítulo, encontra-se a análise referente aos procedimentos metodológicos com base na pesquisa bibliográfica, apresentando os processos utilizados para a elaboração do estudo, além da descrição dos cenários analisados.

O quarto capítulo traz a aplicação da metodologia nos cenários determinados, ou seja, a validação do processo metodológico desenvolvido e a apresentação dos resultados obtidos. Finalizando, o último capítulo relata as considerações finais com base na análise dos resultados obtidos, sugestões para trabalhos futuros e os trabalhos acadêmicos desenvolvidos.

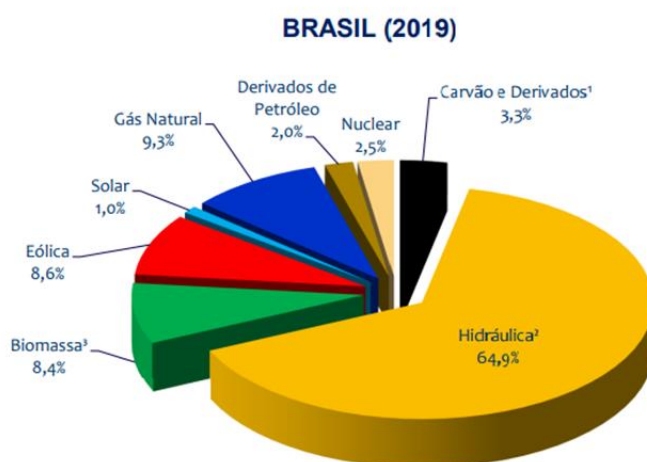
2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo é apresentada a pesquisa bibliográfica realizada para fundamentar as investigações realizadas ao longo do trabalho. São apresentados temas pertinentes ao SEB e seus modelos de mercados, ademais as particularidades do setor do agronegócio referente a energia elétrica.

2.1 Setor Elétrico Brasileiro

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está estruturado para garantir o suprimento de energia elétrica com segurança e confiabilidade em todo o território nacional. Uma das características que permitem a segurança no abastecimento de energia, é a diversificação da matriz elétrica. As usinas hidrelétricas estão localizadas em diferentes bacias hidrográficas e exercem papel fundamental de geração, são responsáveis por 64% conforme a Figura 1. Recentemente, o aproveitamento do potencial eólico com a instalação de usinas, principalmente, nas regiões Sul e Nordeste teve crescimento significativo. Entretanto, para garantir a confiabilidade no abastecimento de energia são necessárias fontes não renováveis, por isso as usinas térmicas desempenham papel estratégico na matriz. Sendo assim, o sistema de geração de eletricidade no Brasil é definido como hidro-termo-eólico (7).

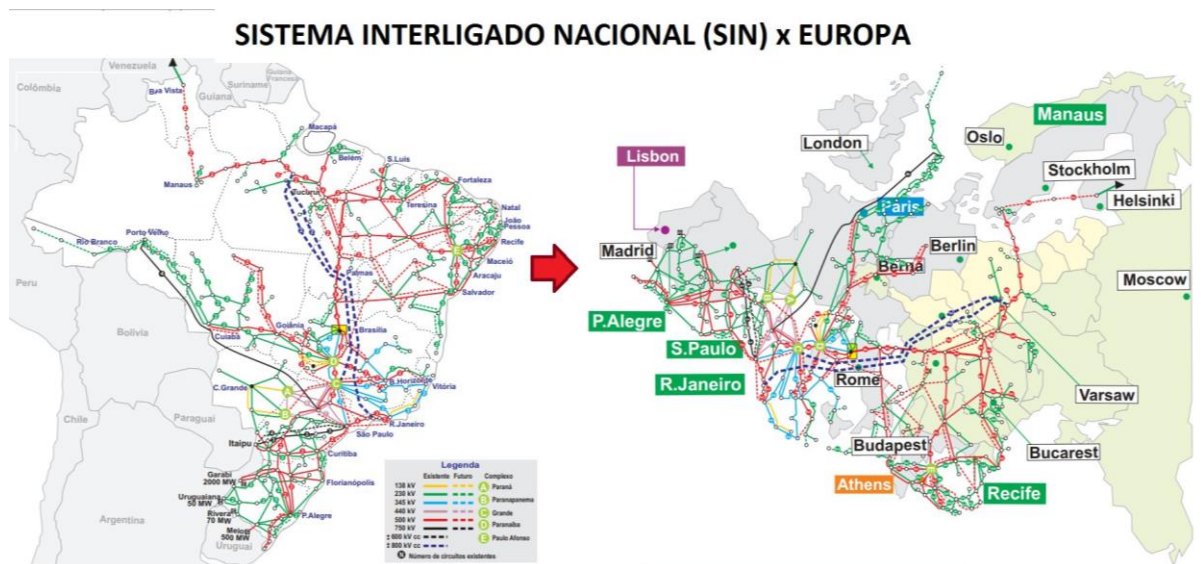
Figura 1 – Geração de Energia Elétrica por Fonte no Brasil em 2019.



Fonte: EPE, 2020 (8).

Com exceção dos sistemas isolados, a maioria localizada na região norte, o sistema elétrico brasileiro conta com 145.000 km de linhas de transmissão, que permitem o intercâmbio de energia entre os estados e regiões (9). Este arranjo é denominado Sistema Interligado Nacional (SIN) o qual transporta a energia das unidades geradoras até as unidades consumidoras e permite a interconexão de quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A disposição das linhas de transmissão no SIN e a perspectiva futura de ampliação são observados à esquerda da Figura 2.

Figura 2 - Mapa do SIN - Horizonte 2024 projetado no continente europeu.



Fonte: Adaptado de EPE, 2020 (9).

Na Figura 2, o SIN foi projetado no mapa da Europa, demonstrando as dimensões continentais do Sistema Interligado Nacional, o qual seria capaz de abastecer a Europa quase integralmente. Ademais, ressalta-se a supremacia e complexidade em comparação à outros sistemas do mundo, devido a prevalência de fontes intermitentes na matriz elétrica (Figura 1), ou seja, fontes que dependem das condições climáticas. O gerenciamento de despacho de energia pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) deve ser realizado corretamente para garantir a continuidade no abastecimento a todos os consumidores.

2.1.1 Panorama histórico

Ao longo dos anos, o SEB sucedeu uma série de mudanças até transformar-se no modelo atual. A Tabela 1 resume os principais pontos norteadores dos principais modelos: Modelo Antigo, até o ano de 1995, o Modelo de Livre Mercado, reestruturado em 1995 e vigente até o ano de 2003 e o Novo Modelo o qual entrou em vigor em 2004 e está vigente atualmente.

Tabela 1 – Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.

(continua)

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos.	Financiamento através de recursos públicos e privados.	Financiamento através de recursos públicos e privados.
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização.	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva

Tabela 1 – Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.

(continuação)

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores.	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE.	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: Adaptado de CCEE (10).

A transição do modelo de livre mercado para o novo modelo se deve, principalmente, pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (11). Na lei foram estabelecidos os novos procedimentos de comercialização de energia elétrica, alterando a legislação vigente até então. Entre os principais pontos dispostos nela, está a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), organização sem fins lucrativos responsável por contabilizar os contratos de compra e venda de energia, sucessora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Outra alteração no SEB na reformulação do Novo Modelo, foi pela Lei 10.848/2004 (11) a qual determinou os procedimentos de contratação de energia tanto no ambiente livre (ACL) quanto no regulado (ACR). No ACR, foi estabelecido que as concessionárias, permissionárias e distribuidoras devem garantir o atendimento total ao seu mercado e realizar a contratação de energia por meio de licitação, ou seja, no leilão a proposta com menor preço será a vencedora. Já no ACL, as operações de compra e venda de energia ocorrem livremente e envolvem os agentes concessionários e autorizados de geração, comercializadores e os consumidores que atendem requisitos estabelecidos para serem enquadrados como consumidores livres.

No decorrer do estudo são apresentadas outras informações pertinentes às mudanças no modelo do SEB ocorridas em 2004. Ademais, atualmente ocorre o processo de modernização do SEB, fato que está ocasionando reformas no setor, assim moldando um novo modelo para o SEB.

2.1.2 Ambientes de contratação

Na reformulação do SEB em 2004, foram definidas as regras de comercialização de energia elétrica. Regularizando os dois ambientes de negociação para a aquisição de energia elétrica, são eles: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (11). A seguir encontram-se as características e especificações de cada ambiente de contratação.

Ambientes de Contratação Regulado

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é o segmento do mercado onde as operações de compra e venda de energia são precedidas de licitação, ou seja, as distribuidoras contratam energia por meio de leilões de energia. Os leilões de energia possuem como critério o menor preço de tarifas, o que em tese, objetiva a redução do custo a ser repassado aos consumidores cativos. Após o leilão, o agente vendedor e o agente de distribuição celebram o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), com regulação e fiscalização de entidades governamentais (11).

Ademais, este ambiente está caracterizado pelo monopólio das distribuidoras, visto que os consumidores cativos podem adquirir a energia somente das distribuidoras, sem a liberdade de escolha. Portanto, a valoração da energia neste modelo está relacionada somente com a distribuidora local de concessão, a qual é remunerada pela energia, uso do sistema, encargos e tributos.

Ambientes de Contratação Livre

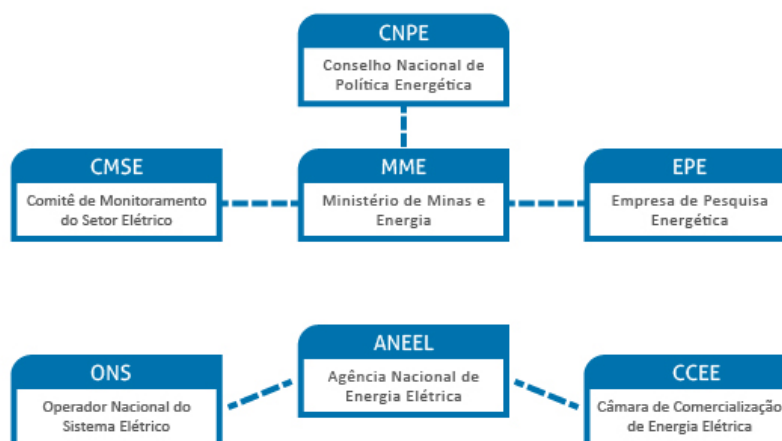
O ambiente de contratação livre (ACL) é o segmento do mercado onde as operações comerciais de compra e venda de energia elétrica são realizadas por meio de contratos bilaterais entre as duas partes interessadas. O consumidor opta pelo seu fornecedor de energia, o qual pode ser uma unidade comercializadora ou diretamente da unidade geradora, deixando de remunerar a distribuidora pela energia consumida. Além do mais, as cláusulas dos contratos são livremente negociadas, como demanda contratada e período de vigência. A migração para o mercado livre promove uma maior previsibilidade dos gastos com energia em

comparação a Tarifa de Energia (TE) do mercado regulado pois não há incidência de bandeiras tarifárias. Ademais, possibilita a redução dos custos com energia elétrica, tornando a empresa mais eficiente e competitiva.

2.1.3 Estrutura Institucional

O atual modelo do SEB implementado em 2004 e vigente até os dias atuais, alterou a estrutura institucional do setor, criando órgãos e alterando as funções de outros já existentes. A atual estrutura é observada na Figura 3.

Figura 3 – Estrutura Institucional Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: CCEE, 2021 (12).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é responsável pelo assessoramento à presidência da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia e é presidido pelo ministro de Minas e Energia. O Ministério de Minas e Energia (MME), por sua vez, é incumbido pela condução das políticas energéticas do país definidas pelo CNPE, além de estabelecer o planejamento do setor energético nacional e monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico. Vinculada ao MME, está a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e é incumbida de realizar estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético. Também vinculado ao MME, há o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o órgão acompanha e avalia a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional (12).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão mais atuante do setor elétrico, é responsável por regular e fiscalizar todos os agentes do setor, estabelecer as tarifas do mercado regulado, zelar pela qualidade dos serviços e universalização do acesso à energia. Subordinados a ANEEL, se encontra o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a instituição é responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, além de administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica (12). Da mesma forma, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) também é subordinada à ANEEL e suas principais atribuições e particularidades se encontram no próximo tópico.

2.1.4 Composição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Sucessora da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASME) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi fundada em 2004 e é regulada e fiscalizada pela ANEEL. A CCEE foi instaurada com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica. Sendo assim, a instituição merece destaque pois é responsável pelos processos de comercialização do setor realizando a contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica. Referente ao ambiente regulado, a CCEE é quem promove os leilões de compra de energia pelas distribuidoras e, após, gerencia os contratos firmados neles (13).

Já no âmbito do ambiente livre, a CCEE registra os contratos firmados entre compradores e vendedores de energia e mensalmente apura as diferenças entre os montantes contratados e os montantes gerados ou consumidos pelos agentes. Com base nas diferenças apuradas, a CCEE determina os débitos e créditos dos agentes e realiza a liquidação financeira das operações valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (13).

A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica estabelece o funcionamento das operações do mercado e as operações da CCEE (14). No documento, em anexo a Resolução Normativa N° 109, de outubro de 2004, ficam estabelecidos os agentes da CCEE, divididos nas categorias de Geração, Distribuição e Comercialização, que estão detalhados na Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação dos agentes da CCEE e respectivas definições.

Categoria	Agentes	Definição
Geração	Agentes geradores concessionários de serviço público	titular de concessão, permissão ou autorização para fins de geração de energia elétrica.
	Agentes produtores independentes	titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.
	Agentes autoprodutores	titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu uso exclusivo.
Distribuição	Agentes de distribuição	titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada.
	Agentes Importadores	titular de autorização para fins de importação de energia elétrica
Comercialização	Agentes Exportadores	titular de autorização para fins de exportação de energia elétrica
	Agentes Comercializadores	titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
	Agentes Consumidores Livres	aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme definida nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995.
	Agentes Consumidores Especiais	aquele que adquire energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração enquadrados no § 5º do art. 26 da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que não satisfaçam, individualmente, os requisitos dispostos nos arts. 15 e 16 da Lei N° 9.074, de 7 de julho de 1995.

Fonte: Adaptado de RN 109/2004 e RN 414/2010 (14,15).

Ademais, salienta-se que o processo de modernização do SEB possa vir a incluir novos agentes levando em consideração a necessidade do setor. Como aconteceu com o comercializador varejista, o agente foi instaurado pela necessidade de tornar mais simples a atuação das empresas no ACL. Desse modo, essa tendência pode se repetir no ambiente físico de geração e distribuição conforme a necessidade, por exemplo novos prestadores de serviços ancilares como de armazenamento.

O Conselho de Administração da instituição é integrado por representantes dos agentes setoriais das categorias citadas na Tabela 2. Os agentes têm uma série de obrigações estabelecidas pela Resolução Normativa 109/2004, uma delas é o custeio administrativo e operacional da CCEE, visto que a instituição é sem fins lucrativos (14).

O custeio decorrerá de contribuições dos agentes, mensalmente esses realizam o pagamento referente a contribuição associativa, a qual é proporcional ao montante de energia comercializada. E, também, por meio do pagamento do emolumento, o qual é cobrado quando o agente ingressa na CCEE. Portanto, em síntese, os agentes de consumidores livres realizam o pagamento do emolumento durante o processo de migração do ACR ao ACL, possuindo valor fixo reajustado anualmente, e mensalmente a contribuição associativa proporcional ao montante de energia consumido.

O valor da contribuição associativa está relacionado ao número de votos que o agente tem direito nas assembleias. Referente ao rateio dos votos, 5% do número total é dividido igualmente entre todos os agentes, o restante é dividido proporcionalmente ao montante de energia comercializada na CCEE. O volume de energia contabilizado para o cálculo diz respeito aos valores dos 12 últimos meses liquidados e auditados. Então, o orçamento anual dos custos totais da CCEE é rateado entre todos os agentes proporcionalmente a quantidade de votos a que este tem direito, este valor é cobrado mensalmente aos agentes como Contribuição Associativa (16).

2.1.5 Modernização do Setor Elétrico

O Diretor-Geral da ANEEL, André Pepitone da Nóbrega durante o Webinar “O que esperar da modernização do setor elétrico em 2021?” fez a seguinte colocação a respeito da modernização do SEB:

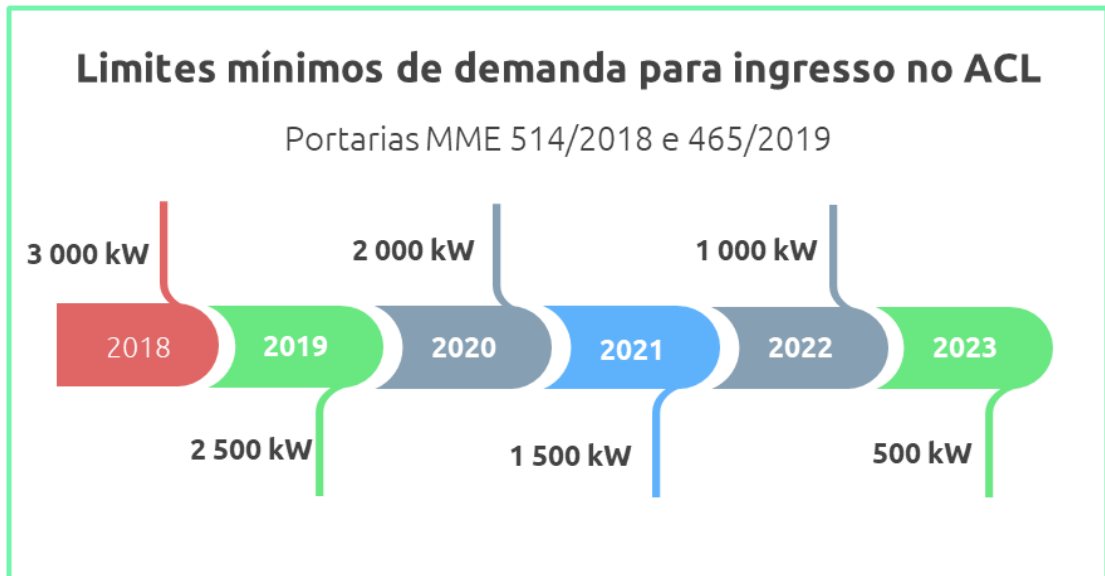
“A modernização do Setor Elétrico é o caminho para que o setor elétrico continue prosperando e adaptado às novas tecnologias, garantindo um maior poder ao consumidor com tarifas mais justas” (17).

Na colocação, foi sintetizado os principais pontos que a modernização do SEB objetiva, são eles: inserção de novas tecnologias, tarifas mais justas e autonomia dos consumidores. A Portaria MME nº 403, de 29 de outubro de 2019 instituiu o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM) para dar prosseguimento aos trâmites de modernização do setor. Pela Portaria, foram definidas quinze frentes de atuação, algumas são: abertura do mercado, racionalização de encargos e subsídios, formação de preço, novas tecnologias, entre outros (18). A seguir serão apresentadas maiores informações referentes a estas frentes de atuação.

Abertura do Mercado

Referente a abertura do mercado, medidas já foram adotadas, em destaque o processo de redução do limite de carga para migração ao ACL pelo consumidor livre. No ano de 2018, a Portaria MME 514 determinou a redução do valor de 3.000 kW para 2.500 kW em 2019 e 2.000 kW em 2020 (19). Seguida da Portaria MME 465, de 12 de dezembro de 2019, a qual estabeleceu a continuidade da redução gradativa de 500 kW de demanda por ano, até chegar ao valor de 500 kW em 2023 (6). Na Figura 4 é apresentado os valores anuais da redução da carga para migração como consumidor livre.

Figura 4 – Cronograma de limite de carga para ingresso no ACL.



Fonte: Autora, 2021.

Além do mais, a portaria define que até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deverão apresentar estudos referentes às medidas regulatórias necessárias que permitirão a abertura do ACL aos consumidores com carga inferior a 500 kW. Além de anunciar a proposta de cronograma para novo processo de abertura do ACL iniciando em 1º de janeiro de 2024 (6).

Porém, a Portaria não esclarece o que acontecerá com o consumidor especial. A carga mínima para se enquadrar como consumidor especial é de 500 kW atualmente, estipulado na Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006 (20). Sendo assim, em 2023 o consumidor livre e o especial terão a mesma demanda limite para migração, entretanto, os agentes diferenciam-se pois o consumidor especial só pode adquirir energia de fontes incentivadas. Logo, é necessário se atentar às novas mudanças regulamentares que o setor terá referente ao agente especial.

Racionalização de encargos e subsídios

A racionalização de encargos e subsídios está fundamentada em tarifas mais justas para todos os consumidores. À medida que teve mais destaque referente a essa frente de atuação é o Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018 (3). O Decreto estabeleceu a retirada gradativa dos descontos concedidos à tarifa de eletricidade da Classe Rural, subclasse Cooperativa de Eletrificação Rural,

subclasse Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento e subclasse Serviço Público de Irrigação. Os subsídios serão reduzidos 20% ao ano até que sua alíquota seja zero em 2023. Na Tabela 3 se encontram os subsídios aplicados à tarifa de energia e sua remoção ao passar do tempo.

Tabela 3 - Redução dos Subsídios das Tarifas de Energia.

Grupo	Classe	Até 2018	2019	2020	2021	2022	2023
Grupo A	Rural	10%	8%	6%	4%	2%	0%
	Cooperativa de Eletrificação Rural	30%	24%	18%	12%	6%	0%
	Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento	15%	12%	9%	6%	3%	0%
Grupo B	Rural	30%	24%	18%	12%	6%	0%
	Cooperativa de Eletrificação Rural	30%	24%	18%	12%	6%	0%
	Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento	15%	12%	9%	6%	3%	0%
	Serviço Público de Irrigação	40%	32%	24%	16%	8%	0%

Fonte: Adaptado de Decreto 7.891/2013 e Decreto 9.642/2018 (3,21).

Novas tecnologias

Além de proporcionar tarifas de energia mais justas e empoderar o consumidor à medida que esse poderá escolher de quem adquirir energia. A modernização do Setor Elétrico também está fundamentada na adoção de novas tecnologias. Pode-se citar como exemplo a digitalização do setor revolucionando o setor e expandindo a difusão das redes elétricas inteligentes.

Em síntese, o conceito de redes inteligentes é caracterizado pela inserção de tecnologias digitais e recursos de comunicação. Estes recursos são dimensionados para garantir o monitoramento e gerenciamento da energia ao longo de todo o sistema elétrico: transmissão, distribuição e consumo final.

No Brasil, já se percebe a adoção desses recursos. Uma das alternativas é a substituição de medidores eletromecânicos por medidores digitais, ou *smart meters*. Basicamente, três distribuidoras de energia estão investindo na substituição dos equipamentos, os projetos em andamento podem ser observados na Figura 5.

Figura 5 - Projetos de substituição de medidores por distribuidoras, no Brasil.

	 COPEL	 ELEKTRO	 edp
	Rede Elétrica Inteligente	Energia do Futuro	InovCity
	Programa que pretende automatizar as redes elétricas, com monitoramento remoto e controle de consumo em tempo real pelo cliente.	Programa que pretende modernizar as redes elétricas, na região de Atibaia, com a substituição de medidores por medidores inteligentes.	Programa piloto de <i>smart grid</i> contemplando mobilidade elétrica, geração distribuída, iluminação pública eficiente, eficiência energética, automação de rede e medição inteligente.
 1	1,5 milhões de Unidades Consumidoras atendidas	75 mil Unidades Consumidoras atendidas	35 mil Unidades Consumidoras atendidas
 2	Medidores Inteligentes	Medidores Inteligentes	Medidores Inteligentes
 3	R\$ 820 milhões de investimento	R\$ 110 milhões de investimento	R\$ 10 milhões de investimento

Fonte: Abraceel, 2020 (5).

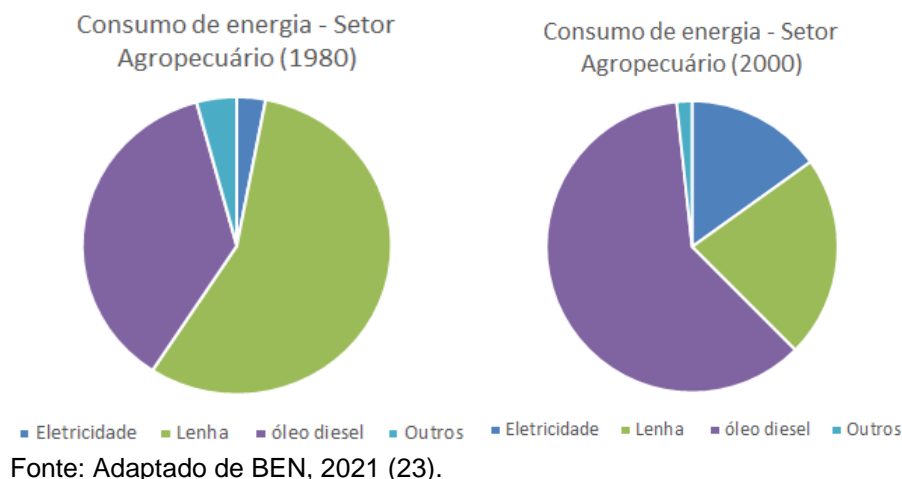
Ademais, o medidor de energia digital armazena os dados de medição e transmite as informações de consumo para uma base de dados. Adotar esse tipo de equipamento colabora para a digitalização do setor e ao empoderamento do consumidor, pois tem dados mais precisos de perfil de consumo durante os horários do dia, podendo assim adotar medidas de eficiência energética específicas.

2.2 Energia do Agronegócio

O agronegócio brasileiro é de extrema importância para a economia do país. No ano de 2020 teve crescimento recorde de 24,31%, passando a representar 26,6% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional (22). Portanto, é indiscutível sua imponência para toda a cadeia produtiva além da contribuição para o desenvolvimento social, pela geração de empregos e renda nas áreas rurais.

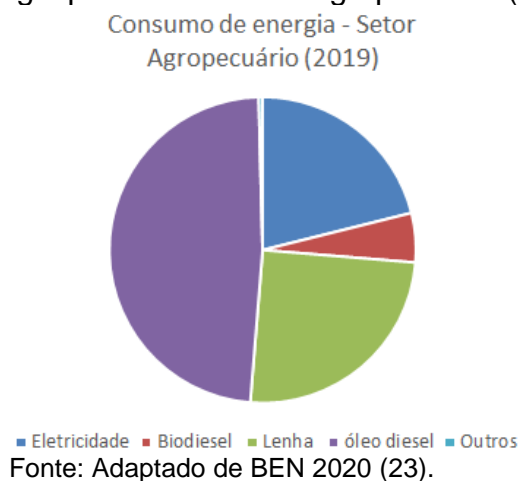
Como abordado no Capítulo 1, o processo de eletrificação no meio rural foi o com investimentos mais tardios. Com base nos dados do Balanço Energético Nacional Interativo, pode-se confirmar essa análise (23). A Figura 6 compara o consumo de energia do Setor agropecuário no ano de 1980 com o ano de 2000.

Figura 6 - Consumo de energia por fonte - Setor Agropecuário (1980 - 2000).



De maneira geral, é visível a alteração no perfil de consumo do setor por fontes de energia. No ano de 1980 a lenha representa 56,2% do total de energia, seguido pelo óleo diesel (36,6%), outras fontes (4,2%) e, por último, a eletricidade (3%). Vinte anos depois, em 2000, a lenha reduziu sua participação para 22,4%, o óleo diesel aumentou para 60,8% e a eletricidade ganhou destaque com 15,1% (23). Entretanto, o perfil continua em mudança, tendo como base os dados do BEN, desenvolveu-se o gráfico da Figura 7 com referência ao ano de 2019.

Figura 7 - Consumo de Energia por fonte - Setor Agropecuário (2019).



No ano de 2019, o óleo diesel diminuiu sua participação para 48,3%, impulsionado pela participação do biocombustível de 5,2%. Ademais, a lenha aumentou a participação para 25% e a eletricidade continuou em ascensão agora representando 21,1% (23).

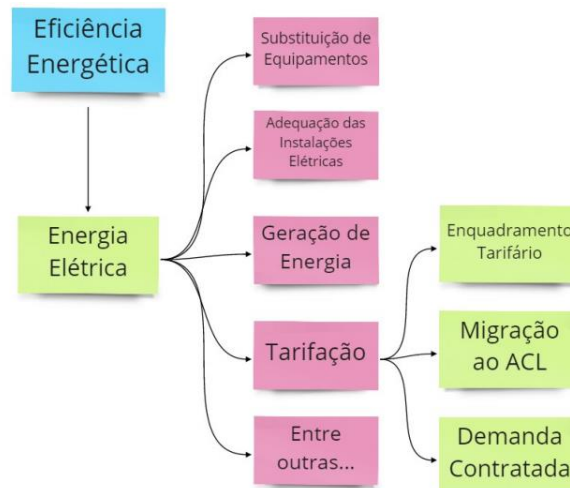
Percebe-se que a energia elétrica está assumindo um papel de destaque no setor do agronegócio. Entretanto, outras fontes também são significativas, com destaque ao óleo diesel e o biodiesel utilizado pelo escoamento da produção pelos meios de transporte e a lenha para geração de energia térmica utilizada no beneficiamento dos produtos para melhor estocagem.

2.2.1 Eficiência energética para o Agronegócio

A partir da análise energética pode-se sugerir alternativas para aumentar a eficiência dos processos e garantir uma melhor gestão do recurso energia. Ademais, a implementação desse tipo de alternativa garantirá um maior lucro financeiro, pois diminuirá parcialmente as despesas. Sabendo-se que o setor demanda energia térmica, elétrica e diesel referente ao processo de transporte, pode-se sugerir alternativas específicas à cada fonte.

Comparando o percentual de energia elétrica no ano de 1980 (Figura 6) com o ano de 2019 (Figura 7), a participação teve incremento de 700% em 39 anos (23). Ademais, acredita-se que com a evolução tecnológica, a difusão dos veículos elétricos e o aumento de eficiência para geração de energia térmica a partir da eletricidade esse percentual venha a aumentar consideravelmente nos próximos anos, se tornando a fonte principal do setor. Sendo assim, serão apresentadas na Figura 8 algumas alternativas de eficiência energética referente a parcela de eletricidade.

Figura 8 - Alternativas de Eficiência Energética - Parcela Eletricidade.



Fonte: Autora, 2021.

A primeira alternativa apresentada é a substituição de equipamentos antigos por novos modelos com maior eficiência. Essa alternativa pode ser implantada desde os sistemas de iluminação até os sistemas de força motriz, como é o caso dos motores. Os equipamentos com maior eficiência consumirão menos eletricidade ocasionando economia na tarifa de energia elétrica. Porém, para implantação da alternativa é necessário investimento inicial e varia conforme particularidades da instalação.

Após é apresentada a alternativa referente a manutenção e adequação das instalações elétricas. Quando os condutores são dimensionados incorretamente ou não é realizada a manutenção adequada, pode gerar perdas térmicas na instalação ocasionando desperdício de energia e até acidentes. Essa alternativa também é singular de cada unidade e necessita de vistoria e análise.

A geração de energia é uma alternativa importante para o agronegócio, visto que gera vários resíduos que poderiam ser utilizados como biomassa. Como é o caso do bagaço da cana de açúcar e a casca de arroz, subprodutos sem valor comercial e com alto poder calorífico. Ademais, algumas agroindústrias já possuem caldeiras com a finalidade de obtenção de energia térmica que poderiam ser adaptadas a cogeração de energia elétrica. Também há a possibilidade de geração solar fotovoltaica, essas alternativas são válidas e impactantes nos custos com eletricidade. Porém necessitam de elevado investimento inicial e de projetos específicos levando em consideração a disponibilidade de recurso de cada unidade analisada.

Já a análise tarifária não necessita de investimento inicial e é executada a partir da fatura de energia da unidade consumidora. Portanto, é possível realizar uma modelagem capaz de ser válida para diferentes cenários. A partir dos princípios apresentados no Apêndice A avalia-se qual modalidade tarifária é mais adequada, se a demanda contratada é a melhor, se pode realizar-se a migração do ACR ao ACL e se seria atrativa financeiramente.

2.2.2 Panorama: Classe Rural e eletricidade

O consumo de eletricidade nas unidades agroindústrias, na sua maioria, é muito particular ao longo do ano. Isso porque, diferentemente das indústrias convencionais, as agroindústrias não possuem produção constante ao longo do ano. Ou seja, a operação varia conforme os períodos de safra e entressafra, portanto, a operação é sazonal no decorrer do ano, o mesmo ocorre com o consumo de energia elétrica nessas unidades.

Objetivando uma tarifa de energia mais justa para esse setor, foi implantado o conceito de sazonalidade. A Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 estabelece os critérios para a unidade de enquadrar como sazonal e obter os respectivos benefícios. A sazonalidade só é válida para as unidades com atividades que utilizam matéria prima advindas diretamente da agricultura, pecuária, pesca, extração de sal ou calcário destinado à agricultura. Ademais, o consumidor deve solicitar o reconhecimento a distribuidora, e está aprovando quando, nos últimos 12 meses de faturamento, a relação entre a soma dos quatro maiores consumos de energia elétrica ativa com os quatro menores consumos seja igual ou inferior a 20% (15).

Ademais, a distribuidora verificará anualmente se a unidade mantém seu perfil sazonal, e, se caso, a unidade perder o benefício deverá esperar 12 ciclos de faturamento para solicitá-lo novamente. O benefício é atribuído à valoração da demanda, no qual o consumidor deixa de ressarcir o maior valor entre a demanda contratada e a demanda medida e passa a faturar somente a demanda medida. Entretanto, o consumidor continua tendo uma demanda contratada, a qual ele deve atingir o calor em no mínimo 3 ciclos de faturamento, caso contrário está sujeito a multas (15).

No Brasil, o setor rural é o quarto setor com maior consumo de eletricidade, em 2019 chegou a consumir 92.075 GWh, com 6% de participação no consumo total do país (24). Esse consumo está racionado em 4.527.602 unidades consumidoras caracterizadas como rurais, como pode-se observar na Figura 9.

Figura 9 - Relação dos consumidores rurais por tensão de fornecimento.

Tabela 3.56 Consumidores rurais na rede por região e tensão de fornecimento (unidade)

Rural consumers by region and supply voltage

	2015	2016	2017	2018	2019	Δ% (2019/2018)	Part. % (2019)	
Brasil	4.366.356	4.365.244	4.498.652	4.520.107	4.527.620	0,2	100,0	Brazil
A - Alta Tensão	28.794	19.984	20.144	20.325	23.834	17,3	0,5	High Voltage
A-1 - 230 kV ou mais	0	7	0	0	7	0,0	0,0	A-1 - 230 kV or more
A-2 - 88 a 138 kV	7	14	17	16	14	-12,5	0,0	A-2 - 88 a 138 kV
A-3 - 69 kV	376	52	50	55	56	1,8	0,0	A-3 - 69 kV
A-3a - 30 a 44 kV	3.461	3.923	4.122	4.271	4.369	2,3	0,1	A-3a - 30 a 44 kV
A-4 - 2,3 a 25 kV	15.730	15.981	15.744	15.983	19.388	21,3	0,4	A-4 - 2,3 a 13,8 kV
AS - < 13,8 kV (Subterrâneo)	9.220	7	211	0	0	0	0,0	AS - < 13,8 kV (sub)
B - Baixa Tensão	4.337.562	4.345.260	4.478.508	4.499.782	4.503.786	0,1	99,5	Low Voltage

Fonte: BNE, 2020 (24).

Pela Figura 9, percebe-se que a maioria das unidades rurais estão conectadas em Baixa Tensão, ou seja, pertencem ao Grupo B. Seguido das unidades conectadas em média tensão de fornecimento, Subgrupo A4. Ademais, o maior consumo de energia elétrica da classe rural está localizado no estado do Rio Grande do Sul, como visualizado na Figura 10.

Figura 10 - Consumo Rural por Região e Estado.

Tabela 3.18 Consumo rural por região e UFs (GWh)

Rural consumption by region and state (GWh)

	2015	2016	2017	2018	2019	Δ% (2019/2018)	Part. % (2019)	
Brasil	25.899	27.267	28.136	29.168	28.870	-1,0	100,0	Brazil
Norte	879	937	1.007	1.023	1.038	1,5	3,6	North
Rondônia	305	311	326	334	337	1,0	1,2	Rondônia
Acre	55	59	59	56	53	-5,1	0,2	Acre
Amazonas	82	74	76	78	81	3,2	0,3	Amazonas
Roraima	34	37	38	43	37	-14,1	0,1	Roraima
Pará	204	250	279	285	291	2,2	1,0	Pará
Amapá	4	4	5	4	4	-4,3	0,0	Amapá
Tocantins	195	202	224	223	235	5,4	0,8	Tocantins
Nordeste	5.075	5.280	5.264	5.328	5.633	5,7	19,5	Northeast
Maranhão	201	209	192	201	225	11,6	0,8	Maranhão
Piauí	151	163	169	174	178	2,3	0,6	Piauí
Ceará	1.316	1.296	1.205	1.215	1.260	3,7	4,4	Ceará
Rio Grande do Norte	421	435	447	455	432	-4,9	1,5	Rio Grande do Norte
Paraíba	288	278	279	312	319	2,0	1,1	Paraíba
Alagoas	674	668	678	672	686	2,1	2,4	Pernambuco
Pernambuco	180	165	168	189	183	-3,1	0,6	Alagoas
Sergipe	134	136	127	150	134	-10,7	0,5	Sergipe
Bahia	1.710	1.930	2.000	1.960	2.216	13,1	7,7	Bahia
Sudeste	8.064	8.296	8.504	9.083	8.311	-8,5	28,8	Southeast
São Paulo	3.047	3.152	3.351	3.487	2.372	-32,0	8,2	São Paulo
Minas Gerais	3.603	3.810	3.892	3.874	4.051	4,6	14,0	Minas Gerais
Espírito Santo	1.034	964	924	934	1.117	19,7	3,9	Espírito Santo
Rio de Janeiro	379	369	337	789	771	-2,3	2,7	Rio de Janeiro
Sul	8.938	9.500	9.864	10.134	10.152	0,2	35,2	South
Paraná	2.295	2.227	2.363	2.417	2.544	5,3	8,8	Paraná
Santa Catarina	3.032	3.099	3.254	3.335	3.490	4,6	12,1	Santa Catarina
Rio Grande do Sul	3.611	4.174	4.247	4.381	4.118	-6,0	14,3	Rio Grande do Sul
Centro-Oeste	2.943	3.254	3.496	3.600	3.736	3,8	12,9	Midwest
Mato Grosso do Sul	501	517	562	591	621	5,1	2,2	Mato Grosso do Sul
Mato Grosso	970	1.059	1.192	1.255	1.338	6,7	4,6	Mato Grosso
Goiás	1.324	1.528	1.598	1.617	1.637	1,3	5,7	Goiás
Distrito Federal	148	150	144	137	139	1,5	0,5	Distrito Federal

Fonte: BNE, 2020 (24).

Desta maneira, percebe-se a relevância e a importância do setor do agronegócio para o país. Portanto, as medidas de gestão energética são relevantes para aumentar a produtividade do segmento. No próximo capítulo estão mapeados os processos referentes à identificação e controle dos custos relacionados à energia elétrica direcionados ao setor do agronegócio.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A abordagem metodológica deste trabalho foi elaborada a partir de pesquisa sobre a legislação vigente do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), englobando leis, decretos, portarias, procedimentos da CCEE, livros e artigos referentes ao tema. Fundamentada nesse conhecimento, foi desenvolvida a metodologia implantada em ferramenta computacional, cujo conjunto de soluções foi denominado DICCA – Energia (Dispositivo de Identificação e Controle de Custos no Agronegócio – Energia) objetivando auxiliar os consumidores na tomada de decisão para redução dos custos com energia, analisando as alternativas viáveis.

Esse conjunto possui como foco a identificação de consumidores potencialmente livres, ou seja, que estão aptos a migrarem ao ACL. Entretanto, também indica outras alternativas viáveis para a tomada de decisão referente ao gerenciamento de custos. Seu funcionamento se dá pela entrada dos dados particulares dos consumidores, a ferramenta analisará a possibilidade de migração no caráter legal e econômico. Para a validação foram definidos oito consumidores hipotéticos distintos a fim de classificar os melhores cenários e determinar os respectivos pontos ótimos de migração. O processo de fundamentação da metodologia, elaboração da ferramenta, determinação dos cenários e as etapas subsequentes se encontram nos próximos tópicos.

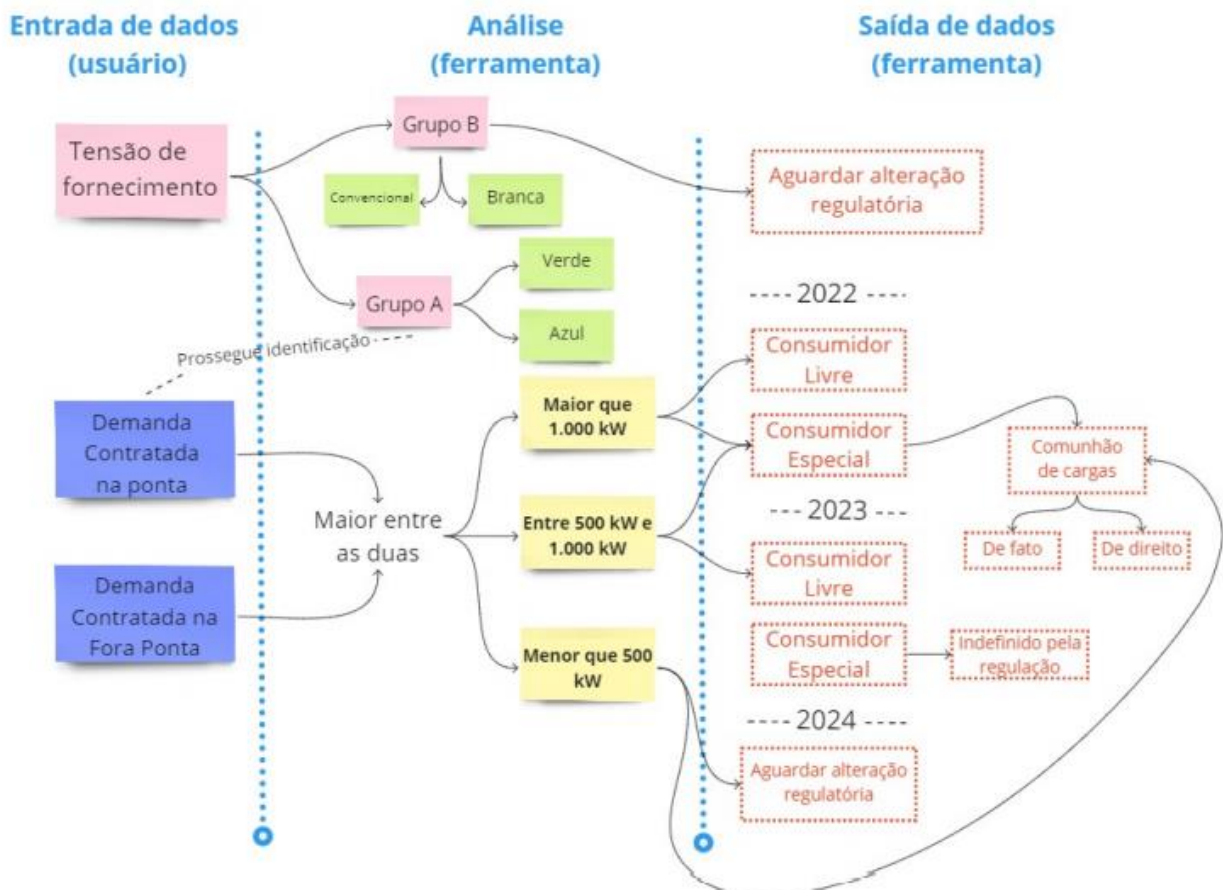
3.1 Diagnóstico de consumidores

Em um primeiro momento, com o conhecimento adquirido em pesquisa bibliográfica e legislativa, elaborou-se o fluxograma metodológico para o horizonte de 2022, conforme Figura 11. No fluxograma está representado o processo de identificação dos consumidores potencialmente livres realizado pela ferramenta desenvolvida. O ano base de 2022 foi escolhido devido que a solicitação e o processo burocrático de migração junto a Distribuidora pode levar até mais de um ano, pois depende da data de vencimento do Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), mais informações encontram-se no Apêndice B.

A ferramenta é capaz de analisar os requisitos para ingresso no ACL, são eles: a tensão de fornecimento de energia e a demanda mínima contratada.

Atualmente, apenas os consumidores classificados no Grupo A podem migrar para o mercado livre, ou seja, apenas as unidades com tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV. Referente à demanda mínima são necessários 500 kW para ser classificado como consumidor especial e 1.500 kW como consumidor livre, entretanto esse valor está diminuindo gradativamente, chegando em 500 kW no ano de 2023 (6). Como a legislação em vigor não aborda de forma objetiva o que acontecerá com o consumidor especial, mas se observa a tendência da retirada dos subsídios da classe (25), se optou por não analisar essa modalidade no presente trabalho, porém a ferramenta se encontra habilitada para identificar este consumidor.

Figura 11 – Fluxograma para identificação dos consumidores potencialmente livres.



Fonte: Autora, 2021.

A primeira etapa da ferramenta é a identificação dos consumidores potencialmente livres e o processo será descrito a seguir. O usuário informa o Grupo da Unidade Consumidora estabelecido pela tensão de recebimento de energia classificado em A ou B, o respectivo Subgrupo e a modalidade tarifária que pode ser

Azul, Verde, Branca ou Convencional. Os dados solicitados são facilmente encontrados na fatura de energia elétrica no ACL. Atualmente, os consumidores do Grupo B não estão aptos a ingressarem no ACL, portanto a ferramenta identifica a inviabilidade, assim como, quando é selecionada a tarifa Branca ou Convencional, ambas disponíveis somente aos consumidores do Grupo B.

Posteriormente, é realizada a identificação da demanda levando em consideração a modalidade tarifária e a demanda mínima para os anos subsequentes. Caso o consumidor seja faturado na modalidade verde possui uma única demanda verificada, já se for azul possui demanda ponta e fora ponta e será analisada a maior entre as duas. Para o ano de 2022, a demanda mínima para migração como consumidor livre é 1.000 kW e como consumidor especial 500 kW, no ano de 2023 a demanda mínima para consumidor livre reduz para 500 kW, em 2024 está previsto que a demanda seja inferior a 500 kW e será determinada pela publicação de novo calendário (6).

Entretanto, caso o consumidor possua demanda inferior a 500 kW ele ainda pode migrar ao ACL como consumidor especial e comunhão entre diferentes cargas. A comunhão pode ser de fato ou de direito, de fato ocorre quando duas ou mais unidades estão localizadas em área contígua e a de direito quando estão sob a mesma titularidade (26). Essas alternativas também são identificadas na DICCA – Energia e, se caso, ainda assim não for possível a migração, são sugeridas outras alternativas de eficiência energética para minimizar o custo com energia elétrica, identificadas anteriormente na Figura 8.

3.2 Análise econômico-financeira

O estudo econômico-financeiro realizado pela DICCA – Energia é baseado na comparação entre a fatura de energia remunerada pelo consumidor cativo e as despesas com energia custeadas pelo consumidor livre. Portanto, são consideradas as singularidades financeiras e técnicas de cada modelo de mercado, as quais podem impactar na decisão do consumidor. Além dos custos mensais específicos, a ferramenta também considera as despesas iniciais para ingresso no ACL. Assim garantido a maior precisão possível na estimativa do lucro gerado pela migração, auxiliando na tomada de decisão pelo usuário.

O estudo econômico-financeiro é baseado no método do ponto de equilíbrio. Segundo Bornia (27) o ponto de equilíbrio é onde a diferença entre a receita e a despesa é nula, ou seja, é o ponto onde a receita equivale a despesa. Pelo método, esse ponto é representado em um gráfico valor por quantidade e o lucro se dá a partir do ponto em questão, quando a curva da receita ultrapassa a curva dos custos.

Adaptando o método para o setor elétrico, a variável de decisão é a tarifa de eletricidade e projetou-se graficamente relacionando valor e ano. Portanto, o ponto de equilíbrio é o ponto em que a tarifa de energia no ambiente cativo se iguala a do ambiente livre, ou seja, onde as curvas coincidem. Assim sendo economicamente viável a migração deste consumidor e projetando o lucro pela diferença futura. Considerando-se a projeção das tarifas de ambos os modelos de mercados, será averiguado o ponto de equilíbrio no tempo.

A tarifa de energia elétrica é formada por três componentes principais: Tarifa de Energia (TE), Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tributos (15). Quando o consumidor migra ao mercado livre há a possibilidade de adquirir a energia da comercializadora com melhor custo-benefício, entretanto, continua relacionado à distribuidora pela remuneração ao uso do sistema de distribuição.

O estudo está baseado no consumidor livre, o qual não possui subsídios na TUSD diferentemente do consumidor especial. Logo, o consumidor mesmo após a migração ao mercado livre irá remunerar integralmente a distribuidora pela TUSD com base nas tarifas estabelecidas no ambiente regulado.

Com base nisso e na premissa de que a migração não afetará o padrão de consumo da unidade consumidora, logo, será demandado do sistema de distribuição o mesmo montante em ambos os ambientes. Deste modo, a economia pela migração ao ACL está relacionada somente ao custo com a aquisição de energia e os tributos incidentes sob essa parcela. Contudo, para resultados com maior índice de confiabilidade e melhor apresentação destes, optou-se por considerar-se a TUSD na projeção dos custos dos dois ambientes. O ponto de equilíbrio é demonstrado pela Equação 1 e posteriormente será identificado suas singularidades e composições:

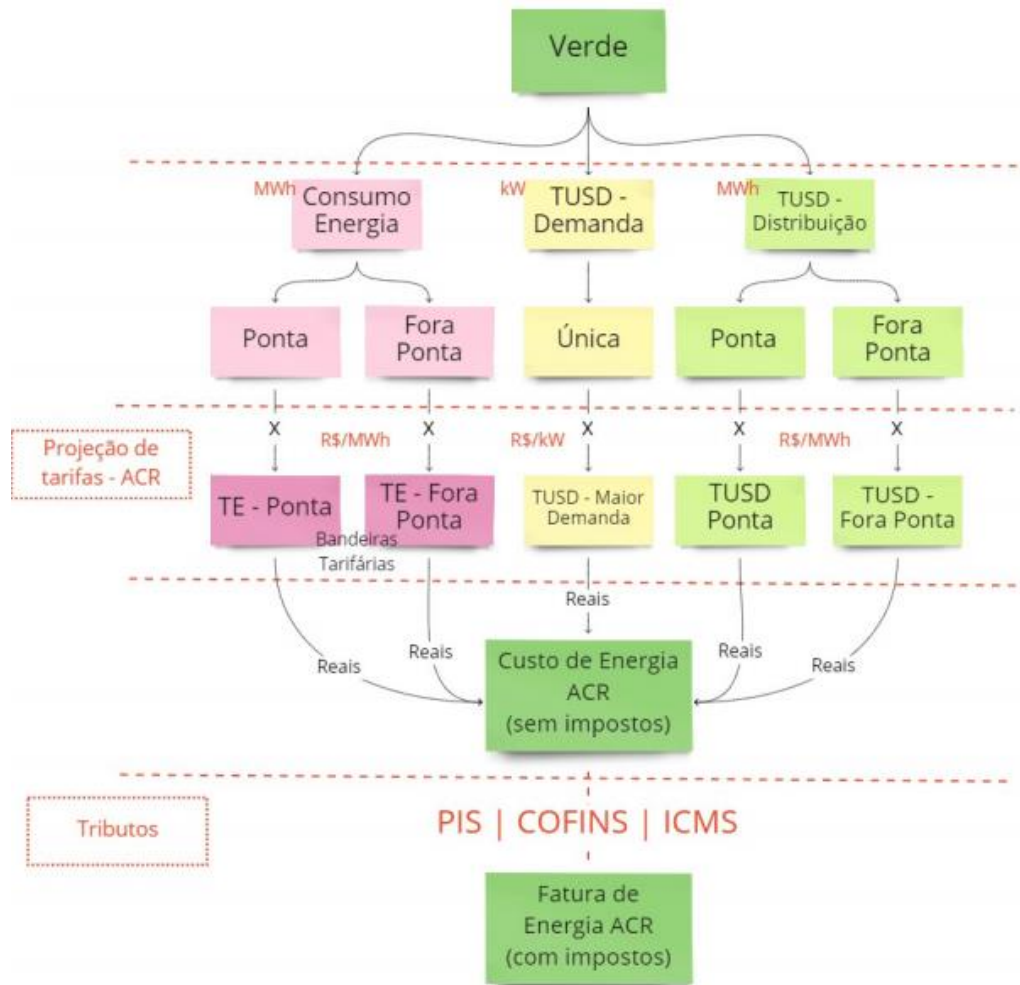
$$TE_{ACR} = CUSTO_{ACL} \quad [1]$$

Na qual, tem-se TE_{ACR} como a tarifa total de energia elétrica no ACR, em $R\$/MWh$, considerando a incidência da bandeira verde. E a variável $CUSTO_{ACL}$ representa o custo total de energia elétrica no ACL em relação do consumo, portanto em $R\$/MWh$, nesta parcela estão incluídas todas as despesas específicas deste mercado, inclusive os custos fixos com o processo de migração. Nos tópicos seguintes serão descritas e detalhadas a valoração de preço nos ambientes.

3.3 Tarifação da energia elétrica no ACR

A tarifação da energia elétrica no ACR é regulada e fiscalizada pela ANEEL, garantindo a remuneração de forma adequada e justa. A valoração do serviço possui como base a Resolução Normativa 414/2010 e as principais diretrizes encontram-se no Apêndice A. Os consumidores do Grupo A podem optar pela modalidade tarifária Azul ou Verde, sendo diferente para cada modelo (15). A Figura 12 representa a tarifação de energia para a modalidade Verde.

Figura 12 - Tarifação de Energia ACR - Verde.



Fonte: Autora, 2021.

Sendo assim, a composição da tarifa de energia é composta pelas variáveis de TE consumo, TUSD demanda e TUSD distribuição. A parcela de consumo é valorada com base na medição do montante de energia consumido pela unidade, sendo tarifado com base nos postos tarifários, ou seja, tarifas diferentes para os horários de ponta e fora de ponta. Nesta lógica, a tarifa ponta possui valor superior comparada a fora ponta, pois são as 3 horas do dia com maior uso do sistema. Os horários de ponta e fora ponta são definidos pela distribuidora com base nas características das suas cargas. Ademais, sobre essa parcela pode incidir Bandeiras Tarifárias, que variam conforme despacho determinado pelo ONS às unidades geradoras térmicas (28).

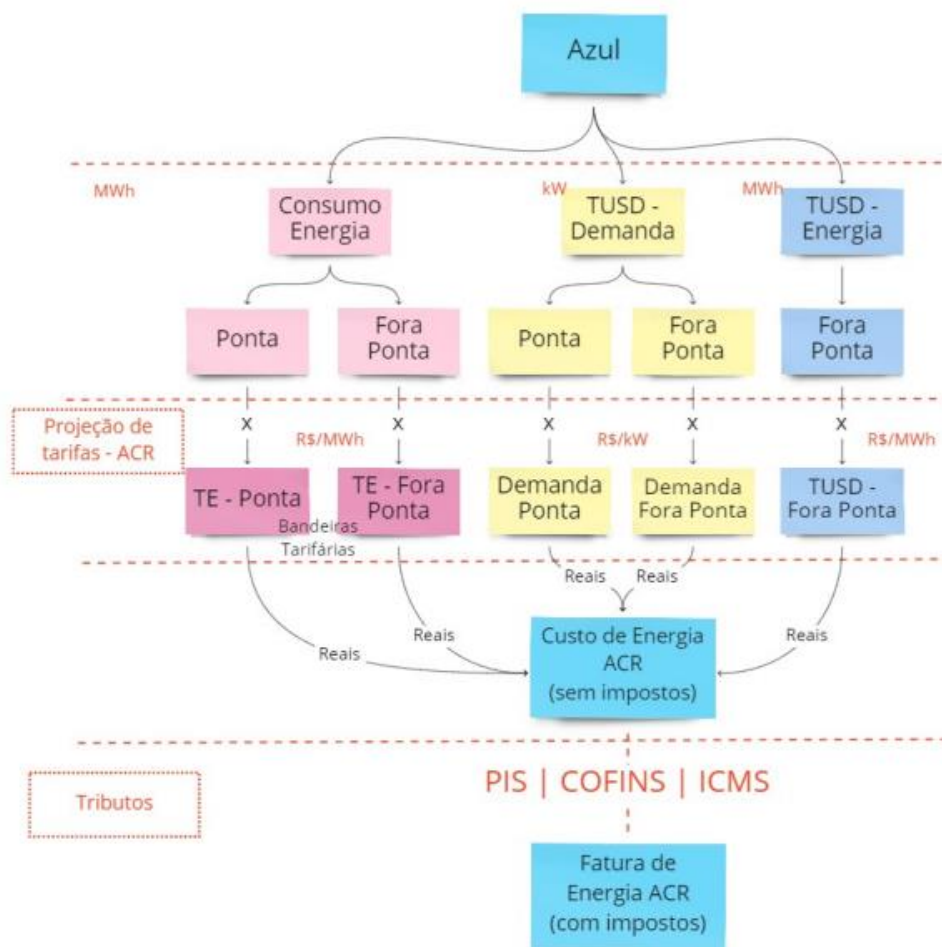
Para a modalidade tarifária verde, a demanda contratada é única e é valorada com base na identificação do horário de maior demanda da unidade. Portanto, há valores diferentes para demanda ponta e demanda fora ponta. Se a unidade atingir a

maior demanda no horário de ponta, será atribuída a tarifa demanda ponta, caso contrário será a demanda fora de ponta. Ademais, a demanda é valorada pelo maior valor entre a medida e a contratada, salvo quando a unidade se enquadrar nos critérios de sazonalidade.

Finalizando, têm-se a TUSD - distribuição também valorada conforme os postos tarifários. A TUSD - distribuição utiliza os mesmos valores apurados na medição de consumo, entretanto, com tarifas diferentes e objetivando a remuneração do sistema de distribuição. Ademais, os impostos e tributos incidem sobre o valor total apurado nestas variáveis. O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são determinados pela distribuidora, enquanto o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) depende da inscrição estadual do cliente e das normativas do estado.

Em comparação, a modalidade tarifária Azul possui particularidades em relação à Verde. O fluxograma representando a tarifação de energia na modalidade Azul é representado na Figura 13.

Figura 13 - Tarifação de Energia ACR - Azul.



Fonte: Autora, 2021.

Percebe-se que a valoração do consumo de energia na modalidade Azul é igual à da Verde. A principal diferença é na parcela TUSD - Demanda, a qual é contratado e faturado um valor para o horário de ponta e outro valor para o horário fora ponta, portanto possui duas demandas a serem contabilizadas. Ademais, a TUSD - Energia é valorada totalmente pela tarifa referente ao horário fora de ponta. A incidência dos tributos é realizada da mesma forma em ambas as modalidades tarifárias.

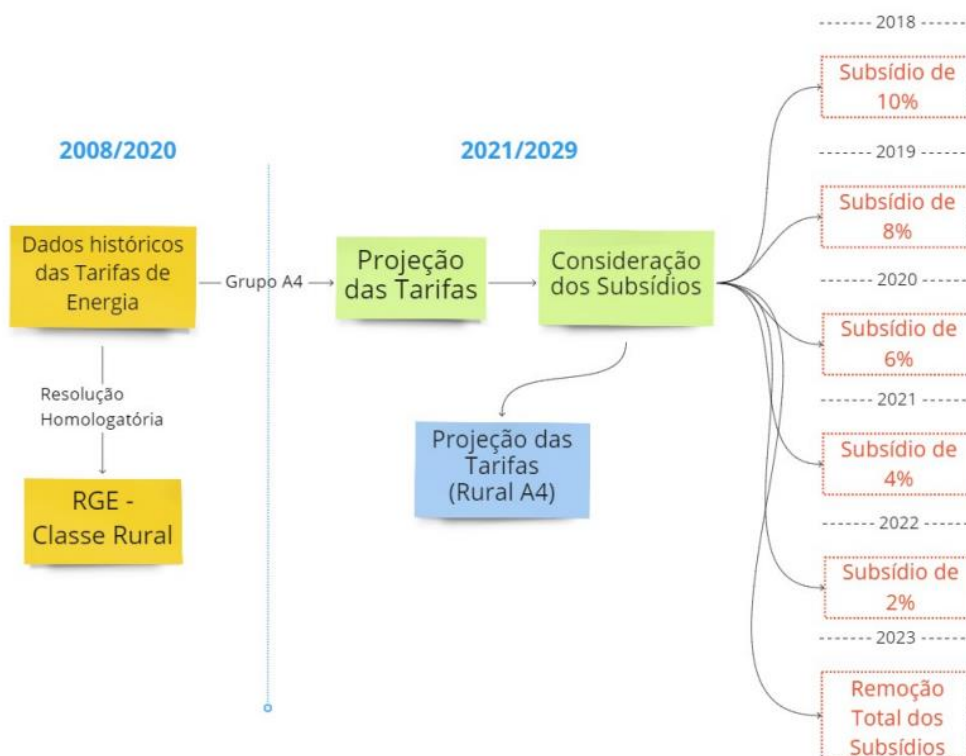
De maneira geral, é recomendado a adoção da modalidade Azul para unidades consumidoras que possuem baixa demanda no horário de ponta. Entretanto, é necessário a realização de análises específicas dos perfis de consumo ao longo do tempo para garantir o melhor enquadramento tarifário para a unidade.

A ferramenta foi habilitada a considerar as respectivas particularidades das modalidades tarifárias apresentadas, conforme a seleção do usuário e com base na composição apresentada.

Projeção das tarifas no ACR

Para as estimativas do valor das faturas de energia elétrica nos próximos anos, foi necessário projetar as tarifas. O trabalho visa analisar a classe rural e o Rio Grande do Sul é o estado com maior consumo de energia desta classe como descrito no Capítulo de Revisão Bibliográfica, a Rio Grande Energia (RGE) foi definida para ser a distribuidora em estudo, dada a sua área de atuação. Ademais, estipulou-se o Subgrupo A4 (consumidores com tensão de fornecimento entre 2,3 e 25 kV) pois dentre o Grupo A, é a subclasse com mais consumidores classificados como rurais, dado apresentado anteriormente na Figura 9. O processo das projeções das tarifas pode ser visualizado na Figura 14.

Figura 14 - Processo de Projeção das Tarifas do ACR.



Fonte: Autora, 2021.

No primeiro momento, após definição da distribuidora e do Subgrupo, foi realizada consulta nas Resoluções Homologatórias da ANEEL referente aos anos de 2008 a 2020. Nas Resoluções, encontram-se os valores das tarifas sem impostos, aprovadas e que estiveram em vigor nos respectivos anos. Tomou-se nota de todos os dados, TE, TUSD Demanda, TUSD Distribuição para os postos tarifários respectivos, ponta e fora ponta.

Posteriormente, utilizando a ferramenta eletrônica Excel a projeção até o ano de 2029 foi realizada, adotando-se os valores médios das projeções, resultados se encontram no Apêndice D. Após, contabilizou-se os subsídios referentes à classe rural. Para o Grupo A o subsídio era de 10% até 2018 e 30% para o Grupo B. Em 2018 entrou em vigor o Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, o qual reduz os subsídios 20% ao ano até sua remoção total em 2023 (3). Sendo assim, projetou-se os descontos dos subsídios sobre a tarifa do Grupo A inseridos na DICCA - Energia para análise.

Para atribuir os percentuais dos tributos PIS e COFINS utilizou-se como base os valores médios adotados pela RGE nos últimos 12 meses. Estes valores são observados na Tabela 4.

Tabela 4 - Percentual dos tributos PIS e COFINS - RGE.

(continua)

PIS		COFINS	
Referência	Percentual	Referência	Percentual
Abril/2020	1,14 %	Abril/2020	5,28 %
Maio/2020	0,91 %	Maio/2020	4,19 %
Junho/2020	0,92 %	Junho/2020	4,25 %
Julho/2021	0,98 %	Julho/2021	4,52 %
Agosto/2020	0,95 %	Agosto/2020	4,38 %
Setembro/2020	0,98 %	Setembro/2020	4,53 %
Outubro/2020	0,98 %	Outubro/2020	4,49 %
Novembro/2020	1,04 %	Novembro/2020	4,79 %
Dezembro/2020	0,95 %	Dezembro/2020	4,42 %
Janeiro/2021	0,90 %	Janeiro/2021	4,15 %
Fevereiro/2021	0,96 %	Fevereiro/2021	4,42 %

Tabela 4 - Percentual dos tributos PIS e COFINS - RGE.

(continuação)

PIS		COFINS	
Referência	Percentual	Referência	Percentual
Março/2021	1,05 %	Março/2021	4,86 %
Abril/2021	1,00 %	Abril/2021	4,63 %
Média	0,98 %	Média	4,53 %

Fonte: CPFL, 2021 (29).

Já a alíquota de ICMS varia conforme o estado e a inscrição estadual da unidade consumidora. Considerando o caso do Rio Grande do Sul para a classe Rural têm-se os valores demonstrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Alíquota de ICMS Rio Grande do Sul - Rural.

Classe	Faixa de consumo	Alíquota (2021)	Alíquota (2022)	Requisito
Rural agropecuária	Até 100 kWh	12%	12%	Produtor rural com inscrição estadual ativa
	Maior de 100 kWh	Isento	Isento	Produtor rural com inscrição estadual ativa
Agroindustrial	Faturado	17,5%	15%	Inscrição Estadual ativa e Código de Atividade Econômica (CAE): 3 - Indústria de transformação; 4 - Indústria de beneficiamento; 5 - Indústria de montagem ou 6 - Indústria de acondicionamento e de recondicionamento.

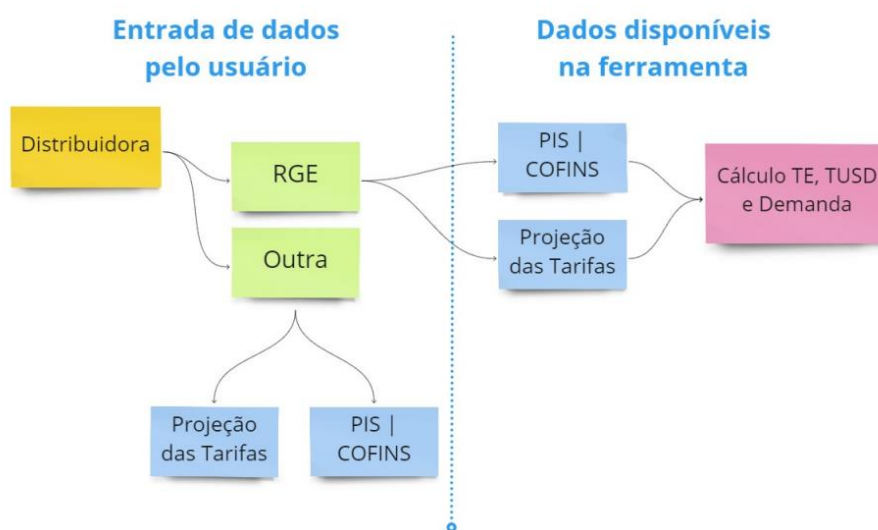
Fonte: RS, 2020 ³⁰.

Sendo assim, utilizou-se o caso das agroindústrias, portanto os valores adotados para as alíquotas foram de 17,5% em 2021 e 15% nos anos posteriores.

Estes dados são informados manualmente pelos usuários da DICCA - Energia, facilitando as projeções de diferentes cenários.

Ademais, caso o usuário da DICCA - Energia queira realizar a projeção considerando outra distribuidora como base a ferramenta também está habilitada. O usuário deve selecionar a opção “inserir dados”, adicionar os valores das tarifas sem impostos contratadas nas resoluções homologatórias e a estimativa dos tributos PIS e COFINS. Este processo pode ser visualizado na Figura 15.

Figura 15 - Processo de inserção de dados de distribuidoras pelo usuário.

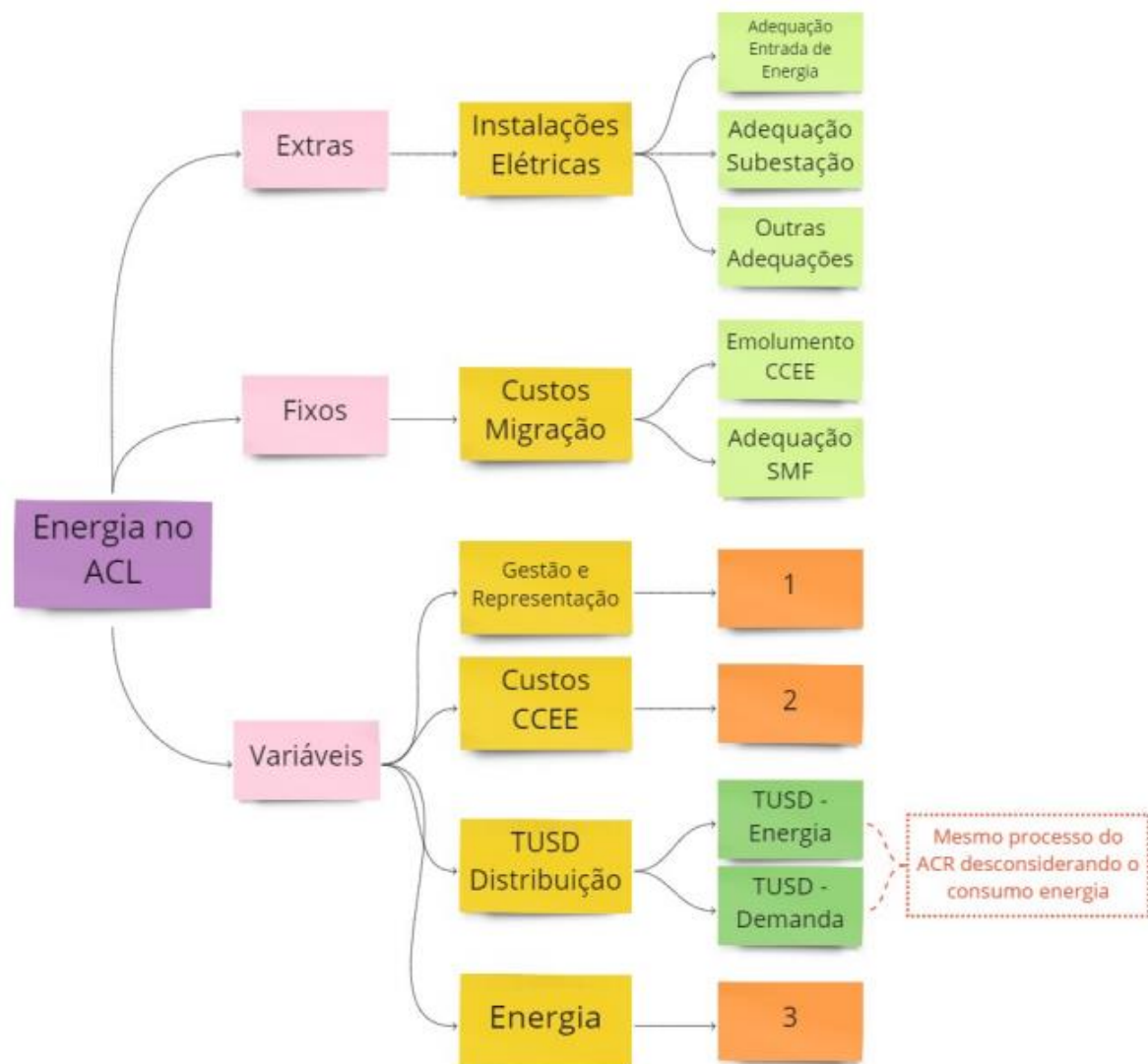


Fonte: Autora, 2021.

3.4 Custos no ACL

O processo de valoração da Energia Elétrica no ACL é complexo e dinâmico, pois o consumidor possui vínculo com diferentes agentes, diferentemente do ACR que é somente com a distribuidora. As despesas no ACL podem ser classificadas como fixas, variáveis e extras como exemplificado na Figura 16.

Figura 16 - Valoração da Energia no ACL.



Fonte: Autora, 2021.

Nos próximos tópicos serão descritas cada uma das despesas citadas na Figura 16, assim como o procedimento realizado para identificação dos valores.

Despesas Extras

As despesas consideradas extras estão relacionadas às instalações elétricas da unidade consumidora e são particulares. Neste caso se enquadram a adequação do padrão de entrada de energia, adequação das subestações entre outras. Esse tipo de adequação é referente a novos procedimentos da instalação elétrica do fornecimento de energia, entretanto, caso a instalação seja nova ou possui manutenção constante, já deve estar dentro dos padrões solicitados. Porém, esses custos não são exclusivos do ACL, por isso optou-se por desconsiderá-los.

Despesas de Migração

Os custos de migração, basicamente, são: o emolumento de adesão à CCEE e a adequação do sistema de medição e faturamento - SMF. O emolumento possui valor de R\$ 6.707,00 (31) e a adequação do SMF adotou-se o valor de R\$ 8.000,00 com base em pesquisa realizada pela autora durante o estágio curricular obrigatório.

Classificados como custos variáveis, ou seja, custos que variam conforme o consumo de energia do agente, têm-se: TUSD distribuição, remunerado junto a distribuidora de concessão local, gestão, pela representação do agente no ACL, custos referentes à CCEE, o quais são: encargos, penalidades e contribuição associativa, e, por fim as despesas com a contratação de energia, junto a comercializadora.

Despesas Variáveis

As despesas variáveis são aquelas que variam conforme o montante de energia consumido no período analisado. Ademais, cada uma delas deve ser remunerada a um agente. Nos próximos tópicos serão apresentadas e descritas.

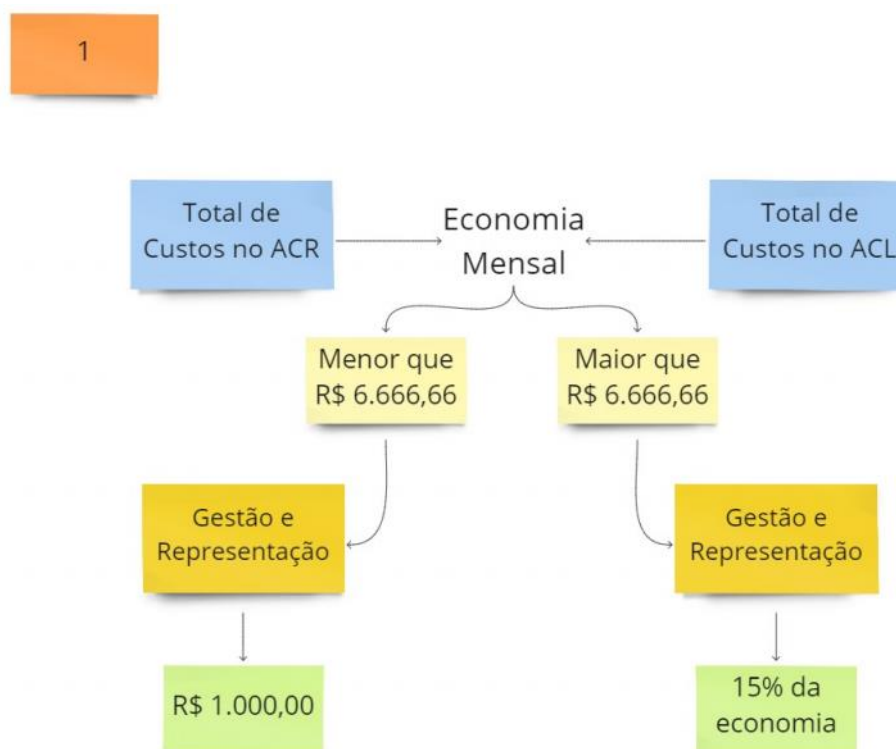
TUSD - Distribuição

As despesas referentes à TUSD - Distribuição e Demanda são valoradas analogamente a despesa com a parcela no ACR, o processo é descrito no tópico: 3.3 Tarifação da Energia Elétrica no ACR. Portanto, varia conforme a modalidade tarifária adotada pela unidade consumidora e segue os padrões estipulados pela RN 414/2010 (15).

Gestão e Representação

A estimativa da remuneração pela gestão e representação do agente no ACL é estabelecida conforme o procedimento padrão da empresa gestora. Neste trabalho, foi adotado o procedimento padrão utilizado em Comercializadora de energia, a qual a autora realizou estágio curricular obrigatório. O procedimento é visualizado na Figura 17.

Figura 17 - Remuneração pela gestão do agente junto a CCEE.



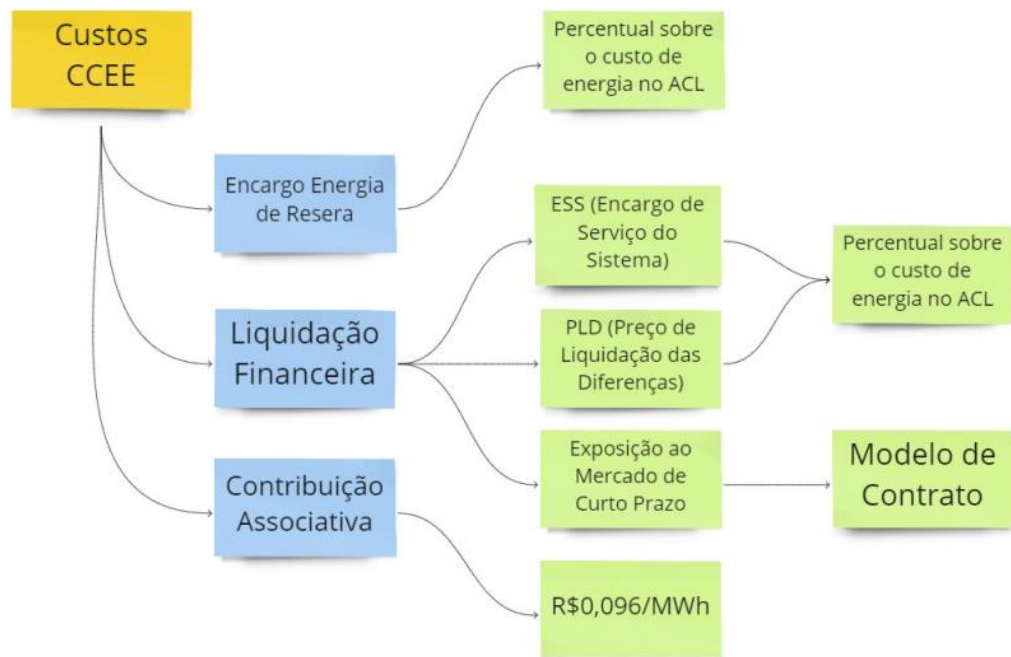
Fonte: Autora, 2021.

Em síntese, são comparados os custos que o consumidor teria no ACR com os custos que ele possui no ACL, dessa diferença estipula-se a economia. Quando a economia mensal é maior que R\$ 6.666,66 o custo da gestão é 15% do valor economizado. Caso contrário, a gestão é fixa no valor de R\$ 1.000,00.

Despesas CCEE

Ademais, quando o consumidor se torna livre este deve se associar a CCEE a qual é responsável por repassar aos agentes as obrigações após as contabilizações mensais. Os principais custos junto a CCEE, são: Contribuição Associativa, Liquidação Financeira e Encargo de Energia de Reserva. A relação dessas despesas é observada na Figura 18.

Figura 18 - Despesas do agente junto a CCEE.



Fonte: Autora, 2021.

O encargo de energia de reserva é cobrado somente nos meses em que o montante arrecadado pela liquidação financeira da energia de reserva não é suficiente para cobrir as despesas das usinas contratada como energia de reserva. A sua valoração está relacionada ao montante de energia liquidado nos últimos 12 meses junto à CCEE, portanto é proporcional ao consumo de energia (32). Para o estudo, atribuiu-se o valor mensal de 2% sobre a despesa com energia.

Mensalmente a CCEE realiza a contabilização entre o montante de energia consumida e o montante de energia contratada. Caso o agente consumidor utilize mais energia do que estava previsto nos contratos, este deve adquirir energia no mercado de curto prazo, e fica exposto a variação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ou então sofre penalidades pela CCEE. Entretanto, se o contrato de energia do longo prazo é realizado corretamente, considerando o perfil de consumo do consumidor, diminui as chances de exposição no mercado de curto prazo. A exposição no mercado é uma das variáveis que compõem o valor da Liquidação Financeira e foi desconsiderada neste trabalho.

Ademais, a Liquidação Financeira possui outros dois fatores, são: Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e o PLD horário. O ESS é cobrado proporcionalmente ao

consumo dos agentes e garante a confiabilidade do sistema, remunerando as geradoras térmicas que atendem a solicitação de despacho do ONS. Já o PLD horário é a valoração horária do preço da energia ao longo do dia, portanto, o consumo elevado durante as horas com maior valor de PLD pode acarretar cobranças extras na Liquidação Financeira (33). Para o estudo, a Liquidação Financeira adotou-se o percentual de 4% dos custos com energia no ACL.

Levando em consideração as premissas apresentadas no capítulo de referência bibliográfica, a contribuição associativa é relacionada ao montante de energia comercializada e varia mensalmente, pois considera os 12 últimos meses a partir do mês de referência. A CCEE divulgou dados históricos de 5 anos relacionando ao valor da contribuição associativa por MWh comercializados, apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Dados históricos da contribuição associativa CCEE por MWh comercializado (R\$/MWh).

Ano	Previsto	Efetivo
2015	0,107	0,107
2016	0,102	0,102
2017	0,099	0,099
2018	0,096	0,087
2019	0,096	0,096
Média	0,1	0,0982

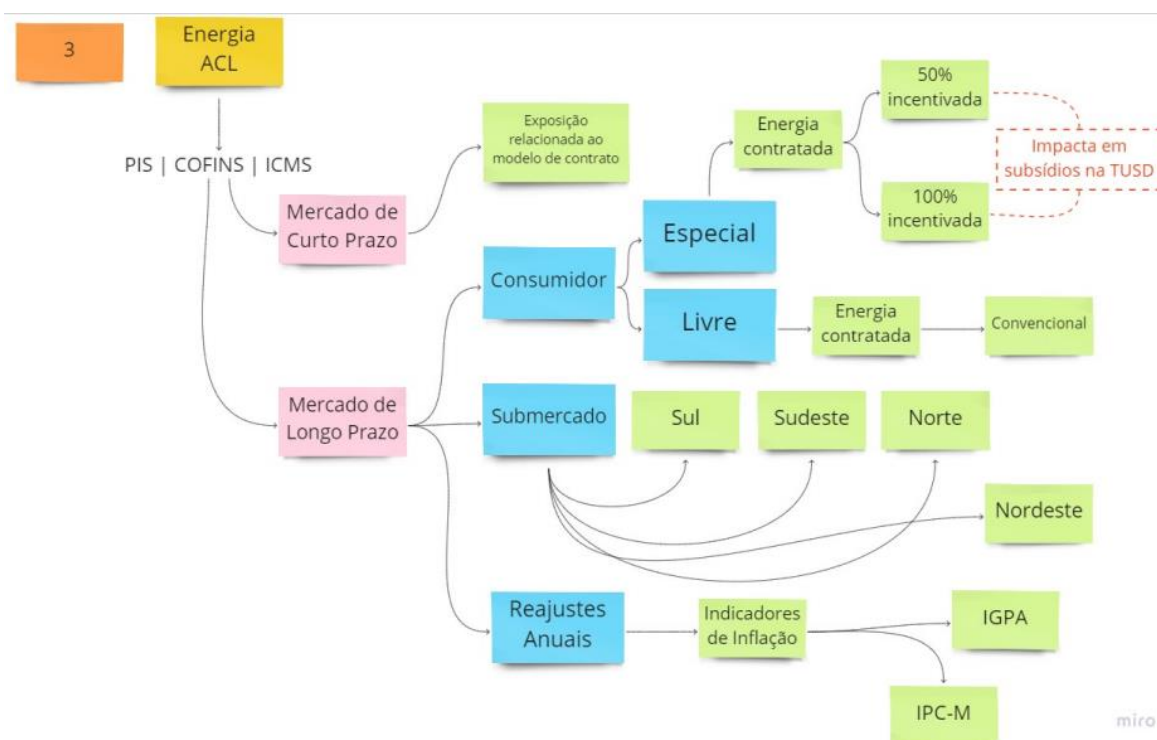
Fonte: CCEE, 2019 (34).

Na DICCA - Energia considerou-se o valor médio efetivo para a cobrança da contribuição associativa. Portanto, é considerado 0,0982 reais por MWh consumido mensalmente.

Energia no ACL

Finalizando, o valor referente a parcela de energia é de maior impacto ao consumidor livre, visto que é o principal custo que determina a economia em comparação ao mercado regulado. O preço da energia é composto pelo mercado de curto prazo e o mercado de longo prazo, como demonstrado na Figura 19.

Figura 19 - Valoração da Energia no ACL.



Fonte: Autora, 2021.

O mercado de curto prazo ocorre quando a CCEE verifica uma divergência entre os montantes de energia contratados no longo prazo e consumidos. O agente pode vender energia no curto prazo caso tenha energia contratada excedente comparado ao consumo, ou pode haver a necessidade de compra de energia no curto prazo, caso tenha consumido mais do que o montante contratado. Entretanto, essa exposição pode ser evitada pela formulação da flexibilidade e sazonalidade dos contratos de longo prazo, por isso foi desconsiderada no estudo.

Referente ao longo prazo é regido por contratos os quais levam uma série de fatores em questão. Primeiramente, deve ser analisado se o consumidor é livre ou especial, caso for especial deve adquirir energia proveniente de fontes incentivadas,

essas fontes podem ser 100% ou 50% incentivadas, possuem valores mais elevados, mas refletirão em subsídios na parcela da TUSD. Já o consumidor propriamente livre, caso analisado, deve adquirir a energia de fontes convencionais e não terá subsídios na parcela de distribuição, porém irá adquirir energia com menor preço.

Ademais, o submercado onde a unidade consumidora se encontra também determina o preço da energia. Os submercados são: Sul, Sudeste, Norte e Nordeste. Cada submercado possui um respectivo preço de comercialização de energia e leva em consideração a disponibilidade local de energia. Portanto, como as análises estão sendo realizadas no local de concessão da distribuidora RGE, está localizado no submercado Sul, adotando-se esse para o estudo. O levantamento dos valores de energia comercializados para os próximos anos se encontra no Apêndice D do trabalho e utilizou-se a média dos valores para os respectivos anos.

Anualmente os contratos de energia de longo prazo são reajustados com base em indicadores de inflação. Os indicadores utilizados são: Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) e o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Com base na calculadora do cidadão disponibilizada pelo Banco Central realizou-se um levantamento da média de ambos os índices, projetando-os para os próximos anos (35). Devido a variação atípica do IGPM neste ano, adotou-se nos estudos o IPCA como o índice de correção utilizado.

3.5 Caracterização do perfil de consumo

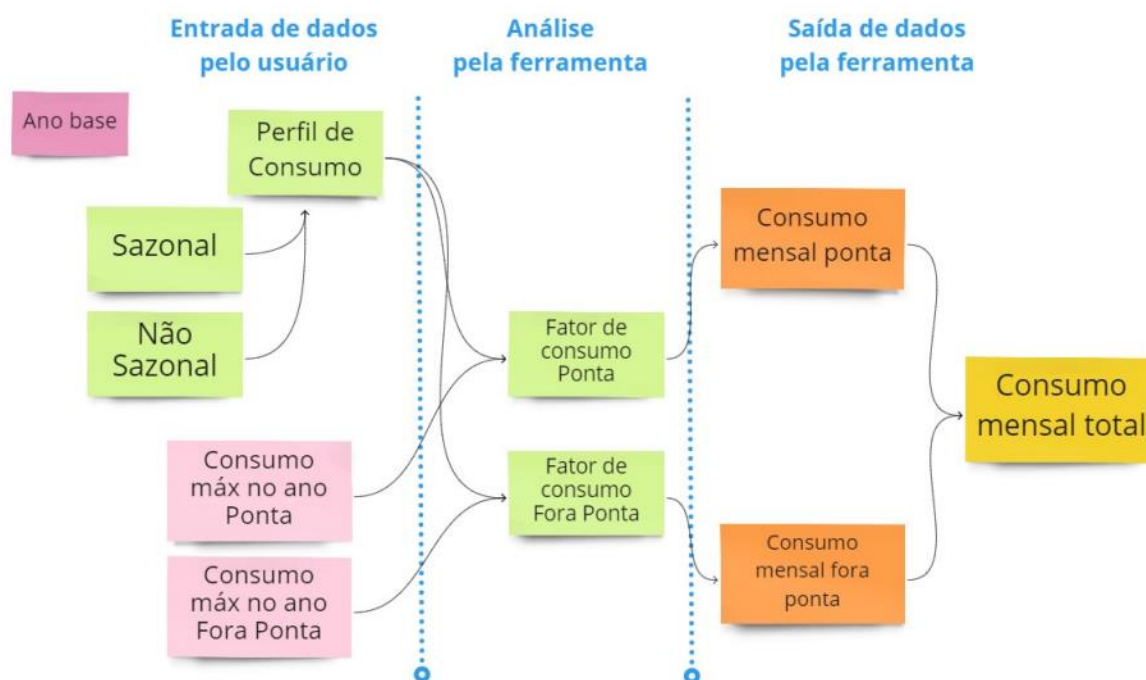
Para a contratação de energia anual é necessário a caracterização do perfil de consumo ao longo dos meses da unidade consumidora. Portanto, a DICCA - Energia está habilitada para considerar os dados de consumo ponta e fora ponta ao longo do último ano em questão. Quando o usuário insere esses dados, a ferramenta realiza o cálculo da sazonalidade e determina o fator de consumo ao longo do ano.

Caso não seja viável o cadastro do perfil de consumo, a ferramenta está habilitada com quatro perfis típicos do setor do agronegócio e podem ser utilizados pelo usuário assim que sinalizado. Fundamentados em literatura técnica estão os perfis de agroindústria cerealista arroseira e não sazonal e o perfil de agroindústria

de armazenagem e beneficiamento de soja e arroz (36, 37). Ademais, com base em pesquisa da autora durante o relatório de estágio curricular obrigatório, cadastrou-se o perfil de consumo de um frigorífico não sazonal e o perfil de uma unidade beneficiadora de soja sazonal, em Apêndice C.

Sendo assim, o usuário consegue projetar ao longo do ano o seu consumo apenas selecionando o perfil que melhor se adequa e inserindo os valores máximos de consumo na ponta e na fora ponta. A ferramenta interpreta e relaciona estas informações com o fator de consumo respectivo, resultando nos valores mensais de consumo como demonstrado na Figura 20. Entretanto, recomenda-se ao usuário a inserção do perfil característico do mesmo, para manter a fidelidade aos dados e maior precisão nas projeções, evitando divergências com a realidade.

Figura 20 - Processo de caracterização do perfil de consumo.



Fonte: Autora, 2021.

Nas cerealistas o consumo de energia varia ao longo do ano devido aos períodos de safra e entressafra. Devido a isso, a Resolução Normativa nº 414 de 2010 estabeleceu o conceito e as regras para a sazonalidade, sendo destinada às atividades que utilizam matéria-prima advindas da agricultura, pecuária, pesca ou para fins de extração de sal ou calcário. Para a unidade ser classificada como

sazonal ela precisa que a relação entre a soma dos quatro menores e a soma dos quatro maiores consumos de energia seja menor ou igual a 20% (15). O critério da sazonalidade promove uma tarifa mais justa ao setor do agronegócio e portanto a otimização na economia da demanda contratada.

Sendo assim, para a realização do estudo utilizaram-se dois perfis de consumo, um sazonal e outro não. O perfil sazonal diz respeito a uma unidade de beneficiamento de soja, a qual possui máxima operação durante o período da safra de soja. O perfil não sazonal é referente a um frigorífico o qual possui um padrão de consumo sem variações bruscas no consumo ao longo dos meses do ano, maiores informações podem ser visualizadas no Apêndice C.

Ademais, adotou-se a taxa de crescimento médio de 2,2% ao ano no consumo de eletricidade. Esse valor é o mesmo utilizado pela EPE em cenário analisado pelo PNE 2050 e leva em consideração vários fatores como o crescimento econômico e a expansão dos empreendimentos (38).

Para a caracterização dos perfis, foi tomado nota com base no histórico de consumo e demanda dos últimos 12 ciclos de faturamento, ou seja, um ano. Após identificar-se o mês com maior consumo de eletricidade, em ambos os casos analisados no mês de março. O fator de consumo, para cada mês, se dá pela relação entre o consumo mensal e o mês com maior consumo. Pode ser caracterizado pela Equação 2.

$$f_c = \text{cons}_{\text{mensal}} / \text{cons}_{\text{máx}} \quad [2]$$

Na equação, f_c é o fator de carga, adimensional é obtido pela relação do consumo do mês analisado ($\text{cons}_{\text{mensal}}$), ponta ou fora ponta, e o consumo máximo atingido durante o ano ($\text{cons}_{\text{máx}}$), ponta ou fora ponta, conforme análise. Portanto, realizou-se esse procedimento obtendo dois fatores (ponta e fora ponta) para cada mês do ano dos perfis inseridos na ferramenta. Assim, a ferramenta é habilitada a projetar o consumo mensal a partir dos dados inseridos de consumo máximo.

3.6 Caracterização dos Cenários

Para validação metodológica foram definidos cenários levando em consideração fatores específicos do setor do agronegócio. Os resultados da pesquisa encontram-se no Capítulo 4. A seguir será determinado o processo de caracterização dos cenários, seguindo as premissas apresentadas anteriormente.

Com base nos estudos dos consumidores potencialmente livres no âmbito regulatório, definiu-se oito cenários a serem analisados economicamente para validar o conjunto de soluções implantado na DICCA - Energia, já detalhados anteriormente. Primeiramente, foram definidos dois perfis de consumo do agronegócio: frigorífico não sazonal e indústria de beneficiamento de soja sazonal.

Para cada perfil, especificou-se quatro situações de demanda: 1.250 kW, 1.000 kW, 750 kW e 500 kW. Atentou-se que os consumidores migrarão ao ACL como consumidores livres, portanto, em alguns casos é necessário esperar até a abertura do mercado prevista no cronograma. As especificações para os estudos anuais encontram-se na Tabela 7.

Tabela 7 – Característica dos cenários hipotéticos para estudo anual.

Perfil de Consumo	Cenário	Demanda (kW)	Consumo máximo (MWh)	
			Ponta	Fora Ponta
Não Sazonal	1k25NSaz	1.250	70,9	548,7
Sazonal	1k25Saz	1.250	38,95	326,23
Não Sazonal	1kNSaz	1.000	56,72	438,95
Sazonal	1kSaz	1.000	31,16	260,98
Não Sazonal	0,75NSaz	750	42,54	329,22
Sazonal	0,75Saz	750	23,37	195,74
Não Sazonal	0,5kNSaz	500	28,36	219,48
Sazonal	0,5kSaz	500	15,58	130,49

Fonte: Autora, 2021.

O nome dos cenários foi atribuído objetivando um código de fácil assimilação para remeter as principais informações. A Figura 21 sintetiza o esquema, os dados numéricos são referentes a demanda contratada. Já as letras representam o perfil de consumo, quando a abreviação “Saz” é precedida por a letra N, o cenário não é sazonal, caso contrário é sazonal.

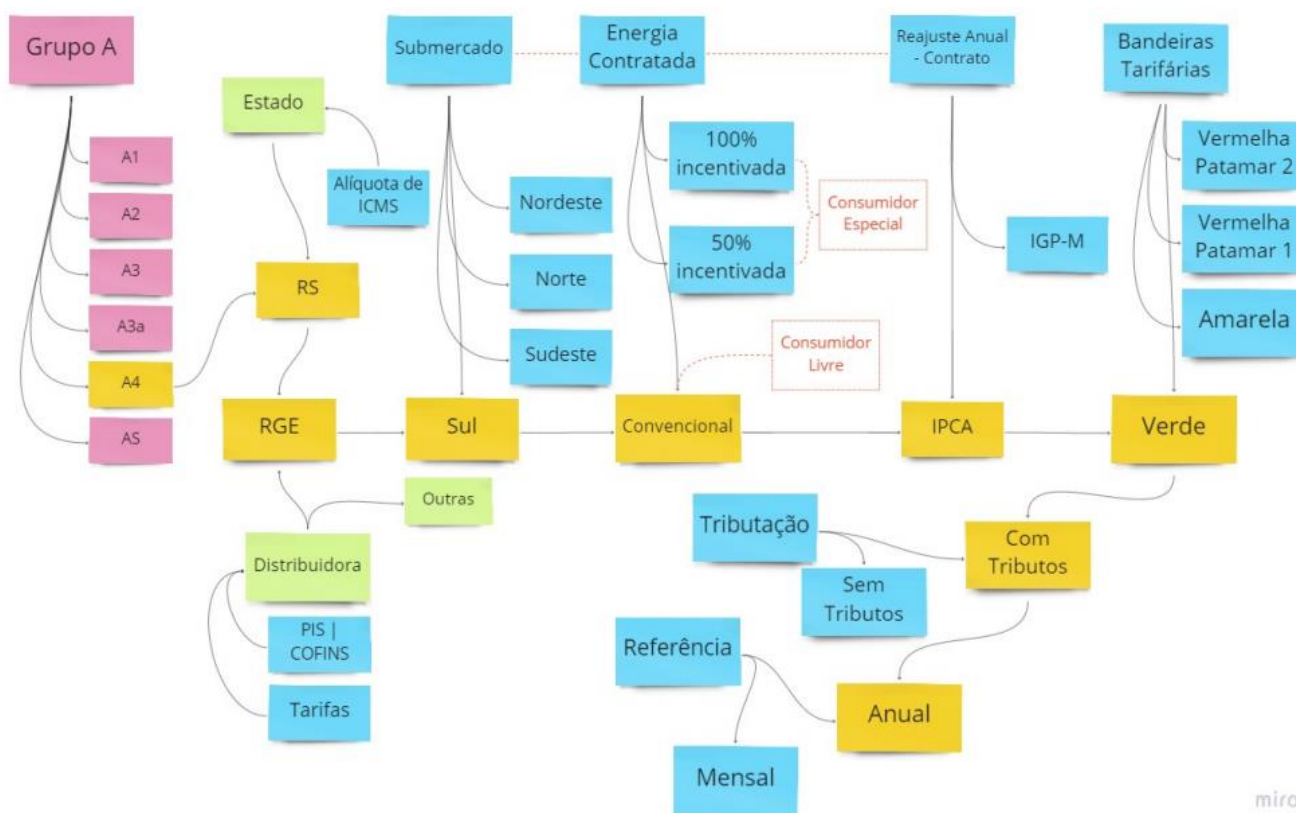
Como a ferramenta necessita os dados de máximo consumo, pelos perfis analisados foi relacionado às demandas contratadas os consumos máximos durante

o ano. A partir desta relação estipulou-se os dados de consumo apresentados na Tabela 7. Percebe-se que a relação entre as demandas é de 250 kW, como o consumo é relacionado a demanda, ocorre uma variação relativamente proporcional.

Além disso, as demandas estipuladas são as mesmas para ambos os perfis. Essa análise resultará na comparação da migração ao ACL para os dois perfis de consumo. Esses cenários são considerados suficientes para as análises de validação da metodologia implantada na ferramenta, sendo que podem ser adaptados para outras situações.

A Figura 21 demonstra o fluxograma seguido para a definição do perfil, percebe-se que ao longo do capítulo já havia sido destacado quais condições foram adotadas para a validação da ferramenta. Entretanto, diversos cenários e situações podem ser exploradas, como é indicado no fluxograma.

Figura 21 - Fatores considerados na definição dos Cenários.



Fonte: Autora, 2021.

Os fatores destacados em amarelo na Figura 21 são os fatores considerados para todos os consumidores apresentados na Tabela 7. Percebe-se que a

ferramenta comporta a simulação de diversos cenários para atingir uma maior precisão e confiabilidade nos resultados apresentados.

Após a definição dos cenários, foi inserido na ferramenta a qual simulou anualmente os custos totais da fatura de energia no ACR e os custos no ACL. A partir destes valores, projetou-se a economia anual obtida com o processo de migração do ACR ao ACL, devido à comparação dos custos em ambos os ambientes de contratação. Os resultados observados durante o processo são apresentados no Capítulo seguinte.

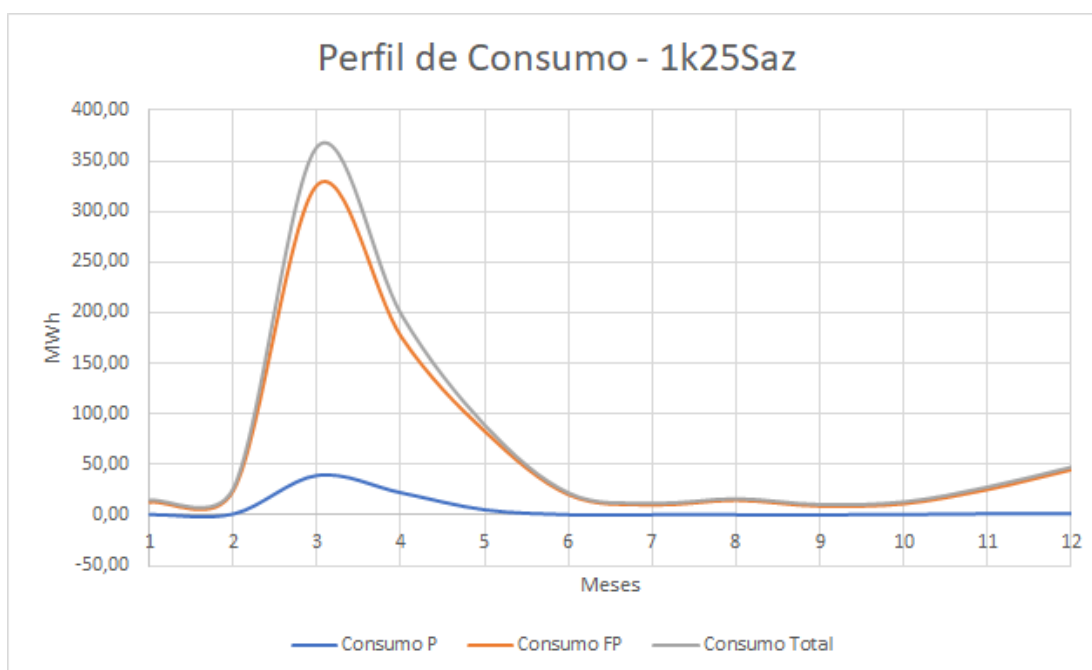
4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM CENÁRIOS

Baseado na aplicação do processo metodológico apresentado no Capítulo 3, realizou-se a análise dos cenários listados na Tabela 7 para a validação do processo metodológico e da DICCA - Energia. Neste capítulo serão apresentados os resultados de maior relevância obtidos pela validação da metodologia.

Perfil de Consumo

Como descrito no Capítulo 3, os cenários analisados foram baseados em dois perfis de consumo: Sazonal e Não Sazonal. O perfil sazonal foi identificado em agroindústria que realiza o beneficiamento da soja, portanto, seu consumo de energia varia conforme os meses do ano, sendo maior entre os meses de fevereiro a abril, correspondendo ao período da colheita da soja no Rio Grande do Sul. A Figura 22 representa o perfil de consumo do cenário 1k25Saz, o comportamento das curvas é análogo aos demais cenários sazonais (1kSaz, 0,75kSaz e 0,5kSaz), entretanto com variações nos montantes de energia consumidos.

Figura 22 - Perfil sazonal de consumo de energia (MWh por meses) - cenário 1k25Saz.

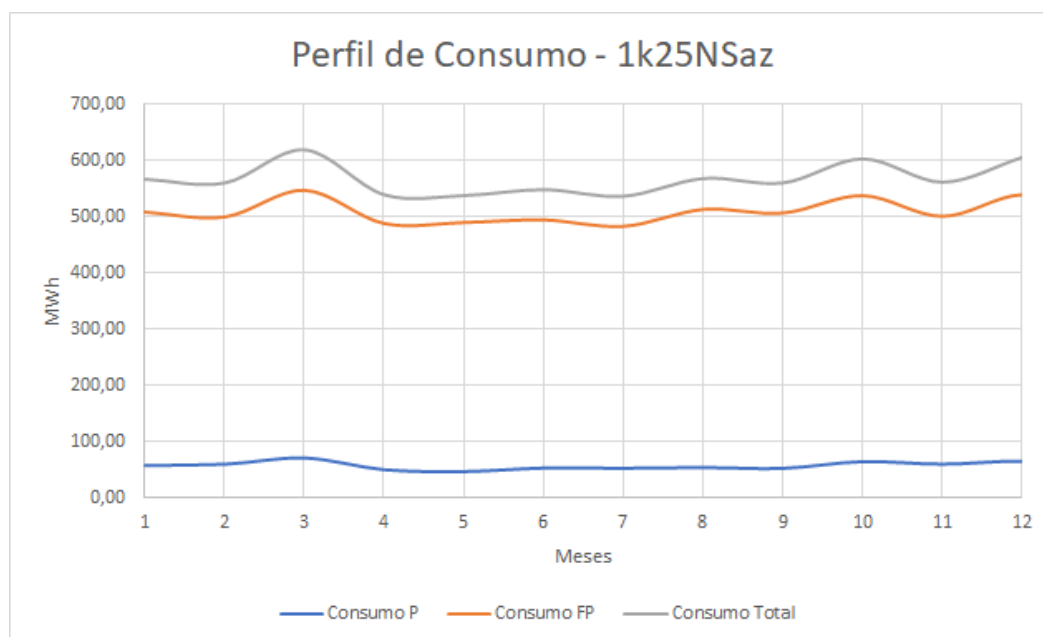


Fonte: Autora, 2021.

O perfil é classificado em sazonal quando a relação entre a soma dos quatro maiores consumos e dos quatro menores consumos for menor que 20%. Para o perfil analisado da agroindústria de beneficiamento da soja, o índice de sazonalidade foi 7%.

Já para o perfil não sazonal, ou seja, constante ao longo do tempo, considerou-se uma agroindústria frigorífica. O índice de sazonalidade desta é de 90%, portanto não possui grandes variações no decorrer do ano. O perfil de consumo para o Cenário 1k25NSaz é apresentado na Figura 23, e replicado para os demais cenários não sazonais (1kNSaz, 0,75kNSaz e 0,5kNSaz) com variação no montante de energia consumido (MWh).

Figura 23 - Perfil não sazonal de consumo de energia - cenário 1k25NSaz.



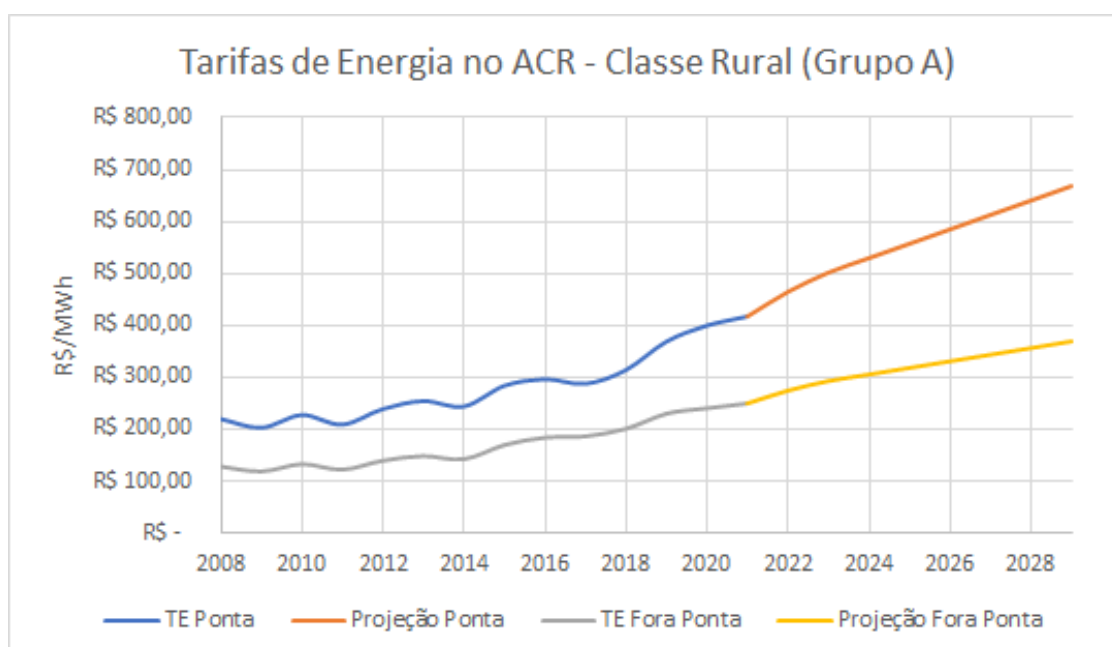
Fonte: Autora, 2021.

O processo de identificação dos dados de perfis de consumo e a adaptação deste às demandas analisadas é descrito no Capítulo 3. Ademais, os dados completos referentes ao consumo mensal atribuídos a cada cenário podem ser visualizados no Apêndice C. A partir dos perfis analisados é necessário o valor das projeções dos custos de energia do ACR e ACL para a realização da análise de viabilidade econômico-financeira, os dados das projeções encontram-se no próximo tópico.

Projeções de preços

A fatura de energia elétrica é composta por diferentes tarifas, entretanto a variável determinante no estudo para a tomada de decisão é a parcela referente a remuneração da geração de energia, neste caso, a Tarifa de Energia (TE). No ACR a TE possui diferenciação pelos postos tarifários de ponta e fora de ponta, é remunerada para a distribuidora e regulada pela ANEEL. Como descrito no Capítulo 3, realizou-se a projeção das tarifas do ACR com base nos dados históricos. A projeção para a TE da Classe Rural Grupo A é demonstrada na Figura 24.

Figura 24 - Projeção das Tarifas de Energia - Classe Rural - (Grupo A).



Fonte: Autora, 2021.

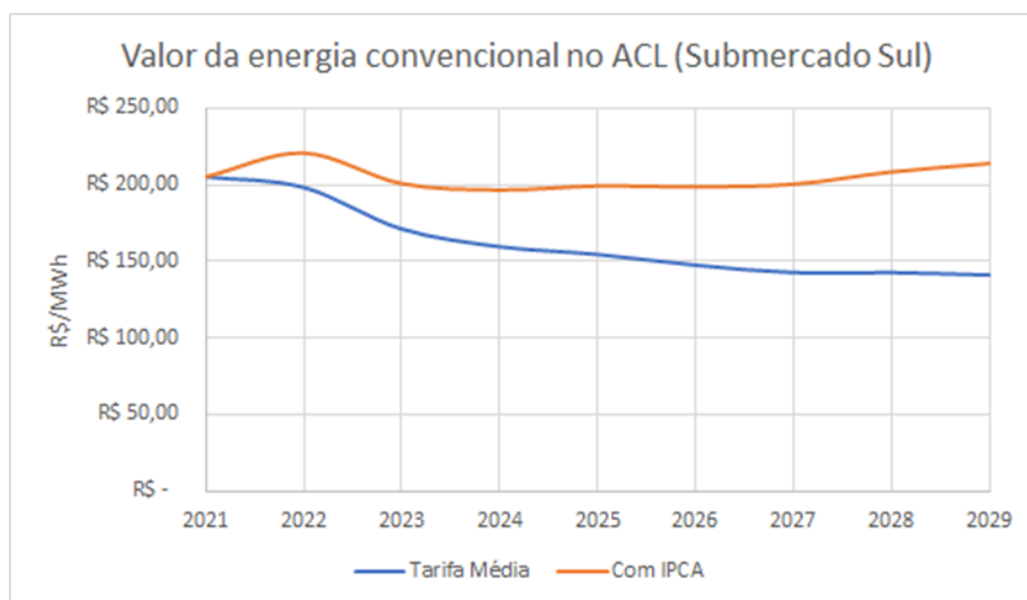
O aumento tão expressivo na tarifa de energia da classe rural, além das revisões tarifárias anuais é atribuído à remoção dos subsídios. Percebe-se que a redução iniciou no ano de 2019 e no ano de 2023 não estará mais presente nas faturas e nesse período foi onde ocorreu o maior acréscimo.

Para a valoração, a projeção foi realizada para todas as tarifas que compõem a fatura total, portanto para a TUSD - Distribuição e TUSD - Demanda. Ressalta-se que essa projeção leva em consideração a bandeira verde, mas a ferramenta está habilitada a incluir os acréscimos das bandeiras amarela e vermelha nos patamares 1 e 2 sobre esses valores. Ademais, nessa projeção não incidem os tributos PIS,

COFINS e ICMS, porém a ferramenta os considera posteriormente. Os dados se encontram mais detalhados no Apêndice C do trabalho.

Os valores referentes à comercialização de energia no ACL foram obtidos através de levantamento juntamente com fornecedores de energia elétrica. Consultaram-se fornecedores de energia convencional, 50% incentivada e 100% incentivada. Porém, os cenários analisados se baseiam na energia convencional e no submercado Sul, a médias desses valores aos respectivos anos são apresentados na Figura 25.

Figura 25 - Valores de comercialização de energia convencional no submercado Sul.



Fonte: Autora, 2021.

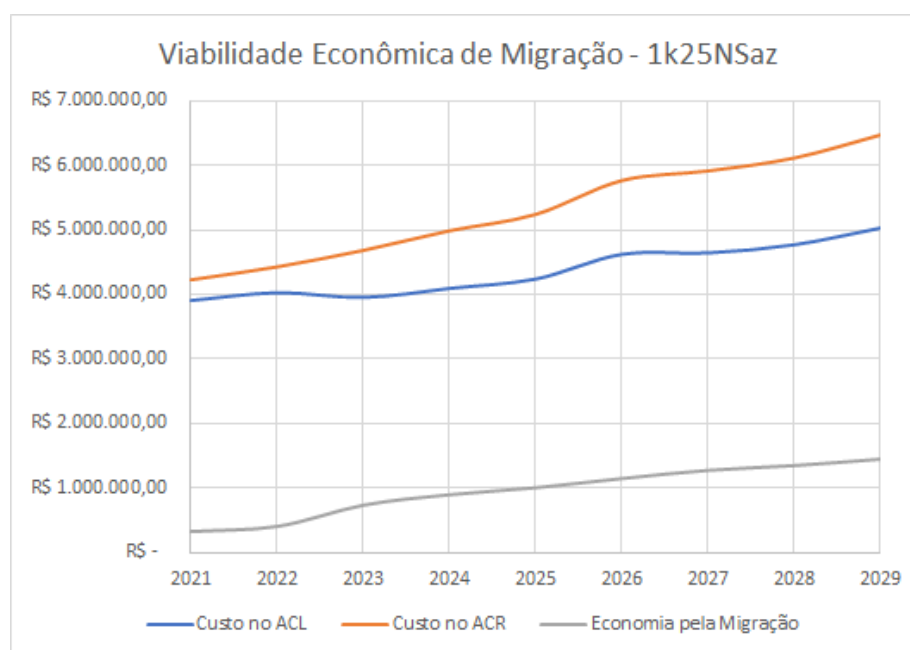
Os contratos de energia a longo prazo são submetidos a reajustes anuais pelos indicadores de inflação. Normalmente, são utilizados os indicadores IPCA ou IGP-M, nos cenários analisados utilizou-se o indicador IPCA. O valor da energia com o reajuste é demonstrado pela curva em azul na Figura 25.

Além de que, é possível perceber que mesmo considerando os reajustes a tendência do valor da energia no ACL pode ser considerada constante ao longo dos anos (Figura 25). Diferentemente do que acontece com a projeção da TE no ACR (Figura 24) a qual é crescente no decorrer do tempo. Logo, são esperados resultados positivos na migração para o ACL, portanto, há particularidades para serem consideradas para os mercados detalhadas no próximo tópico.

Análise econômico-financeira

Considerando as projeções de preços, os perfis de consumo, as particularidades técnicas e financeiras de cada mercado de comercialização de energia e os tributos incidentes, realizou-se a análise econômico-financeira da migração dos cenários pesquisados. Neste caso, a variável de decisão sobre a migração é a economia obtida relacionando as despesas do ACR às do ACL. Sendo assim, demonstra-se graficamente os custos totais para ambos ambientes de contratação e a economia obtida pela migração no decorrer dos anos. Cada cenário elencado na Tabela 7 foi considerado especificamente e serão apresentados no decorrer do trabalho, a Figura 26 representa o cenário 1k25NSaz, perfil não sazonal e demanda contratada de 1.250kW.

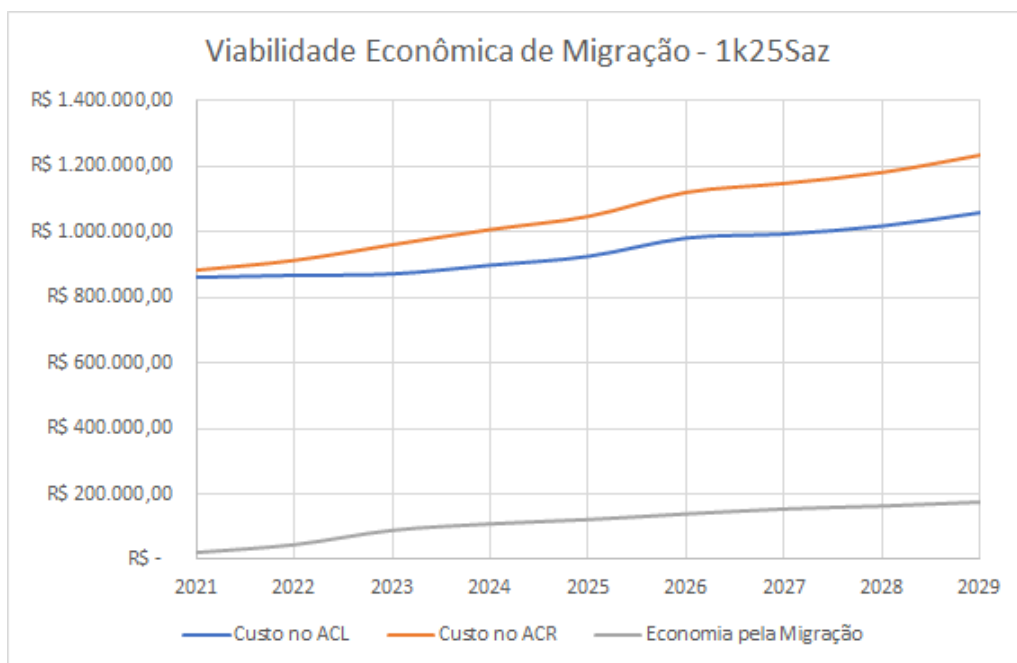
Figura 26 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1k25NSaz.



Fonte: Autora, 2021.

Já a análise para cenário 1k25Saz, o qual possui demanda contratada de 1.250 kW e perfil sazonal, é visualizado na Figura 27.

Figura 27 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1k25Saz.

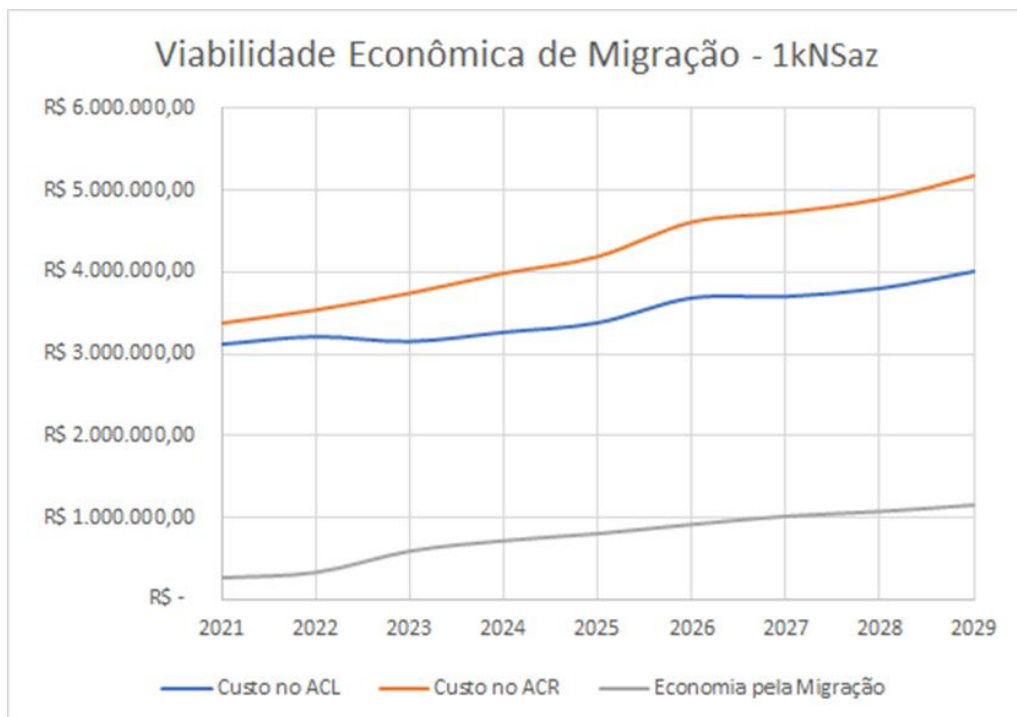


Fonte: Autora, 2021.

Nota-se que no Cenário 1k25Saz a economia obtida no primeiro ano é pequena quando relacionada a do cenário 1k25NSaz, entretanto, é crescente no decorrer dos anos, pois é levado em consideração a projeção das tarifas e a TE no ACR aumenta significativamente enquanto o custo de energia no ACL se mante praticamente constante. Logo, a diferença entre os dois valores resulta em uma economia crescente.

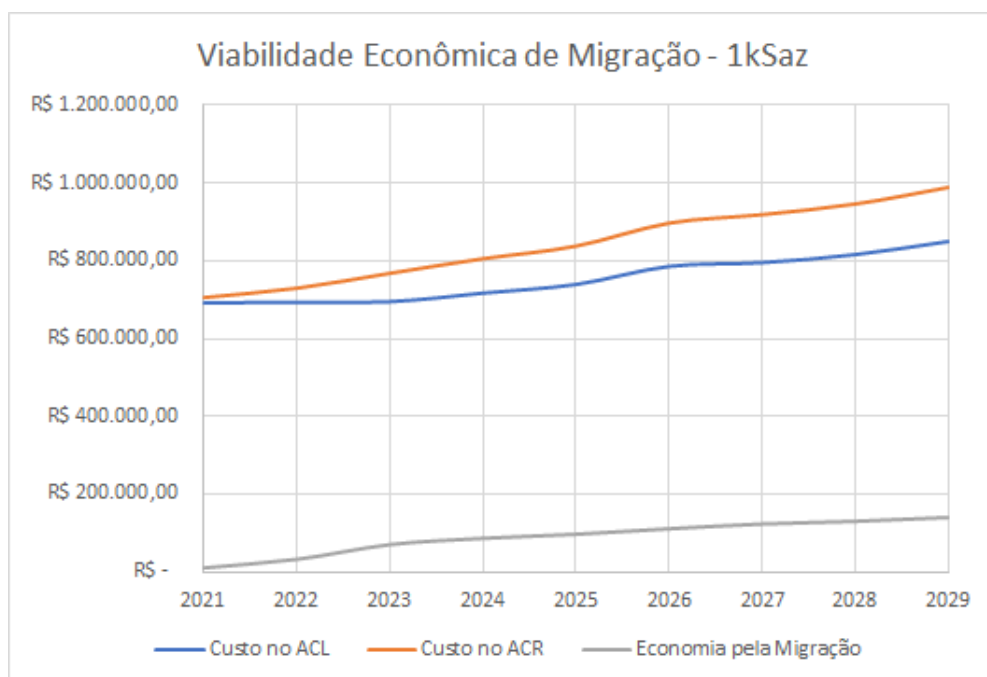
Os cenários analisados com a demanda contratada de 1.000 kW são demonstrados nas Figuras 28 e 29, para os perfis não sazonal e sazonal, respectivamente.

Figura 28 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1kNSaz.



Fonte: Autora, 2021.

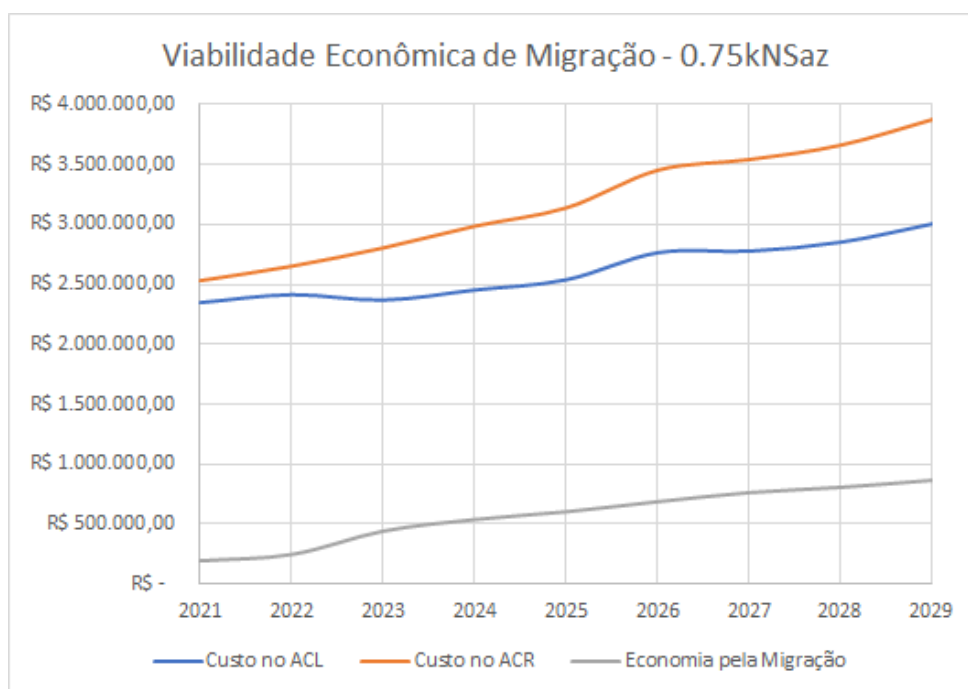
Figura 29 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 1kSaz.



Fonte: Autora, 2021.

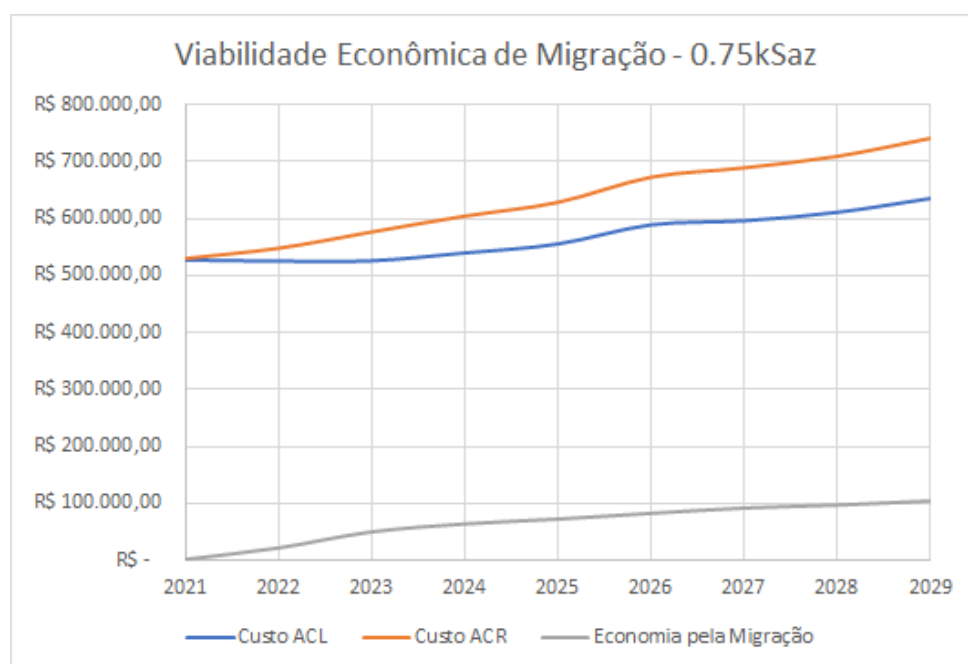
No mesmo modelo dos gráficos anteriores, são demonstrados os cenários que possuem a demanda contratada de 750kW, na Figura 30 o cenário não sazonal e a Figura 31 o cenário sazonal.

Figura 30 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,75kNSaz.



Fonte: Autora, 2021.

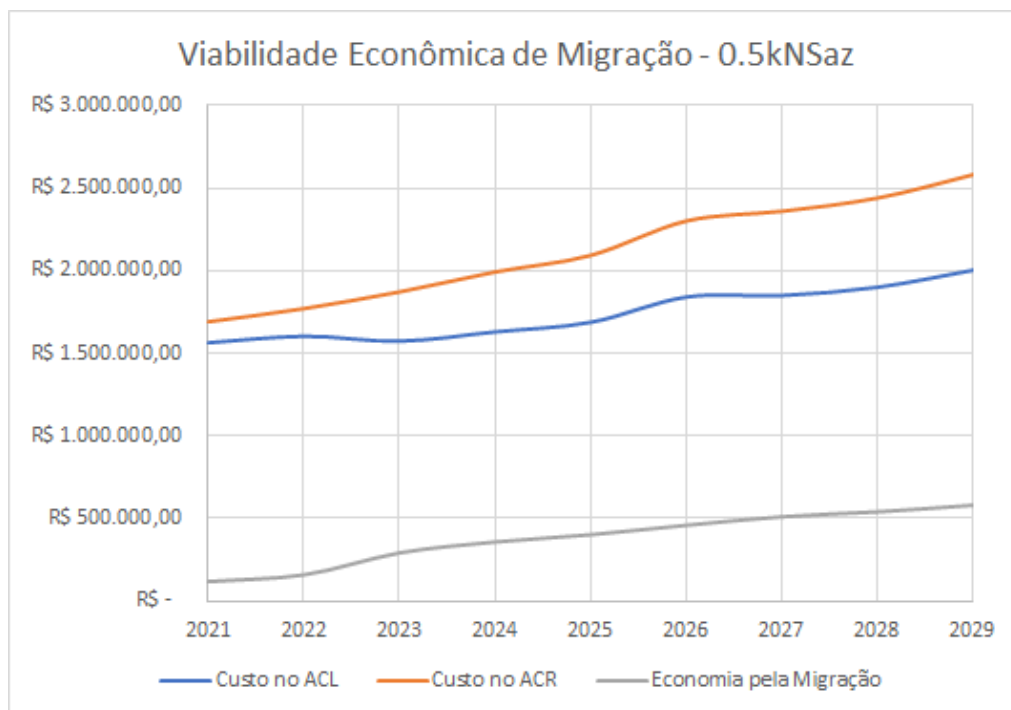
Figura 31 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,75kSaz.



Fonte: Autora, 2021.

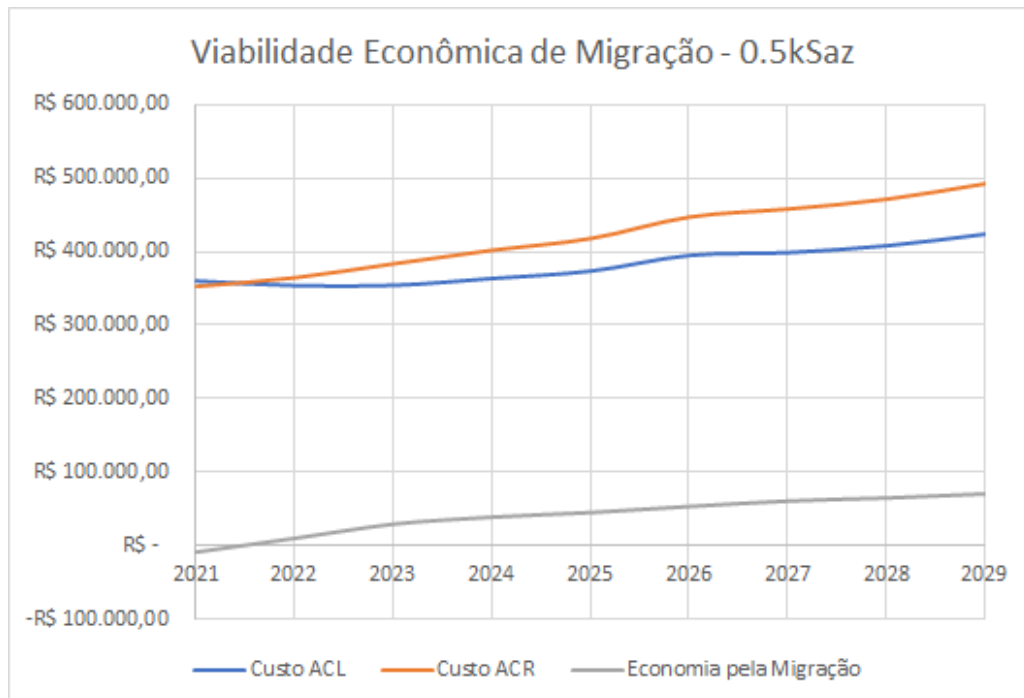
Por fim, a análise para os cenários com demanda contratada de 500 kW podem ser visualizadas na Figura 32 e na Figura 33, para os perfis não sazonais e sazonais.

Figura 32 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,5kNSaz.



Fonte: Autora, 2021.

Figura 33 - Economia projetada pela migração ao ACL - Cenário 0,5kSaz.



Fonte: Autora, 2021.

Analisando previamente os resultados, percebe-se que há dois padrões das curvas bem específicos, ou seja, a modelagem das curvas de projeções dos custos

para os cenários não sazonais se assemelha entre si, porém com montante total de valores diferentes. Assim como, os cenários com perfil sazonal também possuem curvas similares. As planilhas com os resultados completos e estimados anualmente encontram-se no Apêndice E.

Ademais, tanto no ACR como no ACL as curvas são crescentes, entretanto a taxa de variação do custo total no ACL é menor. Essa fato ocorre pois a despesa com energia nesse mercado é considerada constante no tempo (Figura 26), logo, o aumento ao longo dos anos no ACL é atribuído as despesas da parcela TUSD.

Com base nos gráficos demonstrados nas figuras anteriores, é determinado o ponto ótimo de migração ao ACL. Mesmo considerando os custos de migração, percebe-se que em todos os cenários, com exceção 0.5kSaz proporcionam economia financeira logo no primeiro ano. Sendo assim, a migração seria viável a partir de 2022 ao cenário 0.5kSaz e nos demais casos a partir de 2021. Entretanto, há inviabilidade regulatória para isso, pois atualmente a demanda mínima para migração é 1.500 kW e a carta denúncia para cancelamento do CCER deve ser entregue à distribuidora 6 meses antes do final da vigência do contrato.

A partir disso, na Tabela 8 é relacionado o período indicado para migração pela viabilidade econômica e o período efetivo o qual pode-se realizar a migração como consumidor livre.

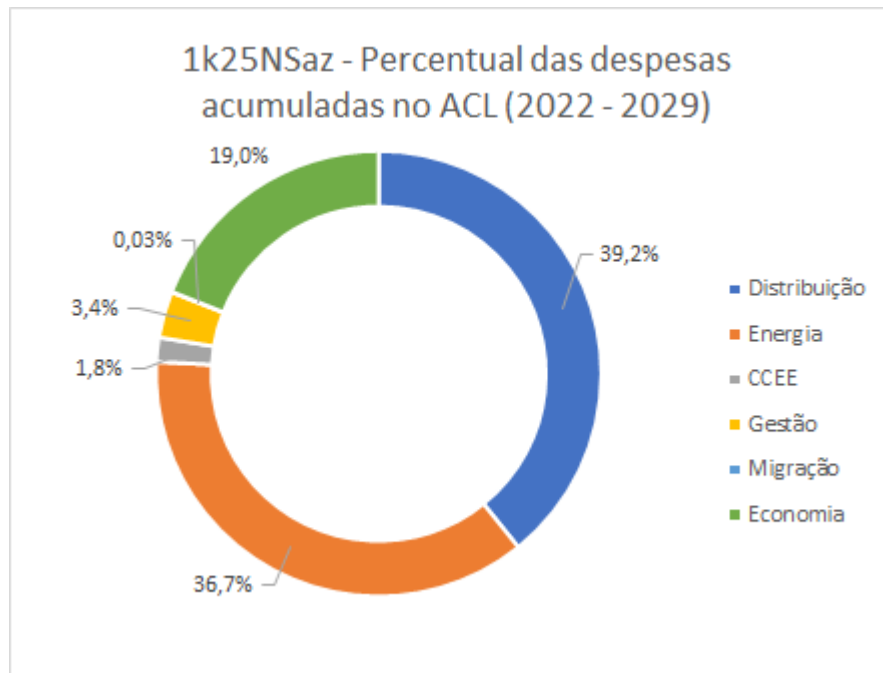
Tabela 8 - Ponto ótimo de migração econômica e regulatória.

Cenário	Viabilidade econômica (ponto ótimo)	Viabilidade regulatória (efetivo)
1k25NSaz	2021	jan/2022
1k25Saz	2021	jan/2022
1kNSaz	2021	jan/2022
1kSaz	2021	jan/2022
0,75kNSaz	2021	jan/2023
0,75kSaz	2021	jan/2023
0,5kNSaz	2021	jan/2023
0,5kSaz	2022	jan/2023

Fonte: Autora, 2021.

Como abordado anteriormente, as despesas do consumidor no ACL são constituídas por diversos componentes e fatores relativos a esses. Para melhor visualização da participação destas parcelas referente aos cenários não sazonais a Figura 34 foi elaborada considerando o cenário 1k25Saz. Na figura é apresentado os percentuais de participação nas despesas acumuladas no horizonte de 2022 a 2029. Para o acumulado desconsiderou-se os custos referentes ao ano de 2021 pois pelos regramentos não é viável a migração antes do ano de 2022. Sendo assim, o percentual dos custos com distribuição, energia, gestão, migração e a economia em relação ao ACR são apresentados a seguir.

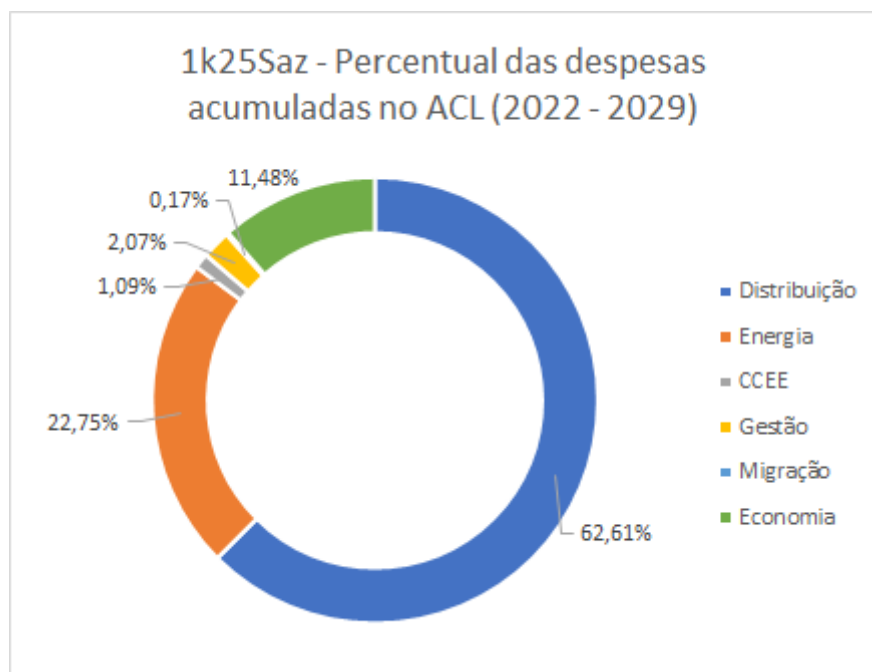
Figura 34 - Despesas e Economia acumulada no ACL (Cenário 1k25NSaz).



Fonte: Autora, 2021.

Bem como foi realizada essa análise ao perfil sazonal, neste caso optou-se pelo cenário 1k25NSaz. Os percentuais referentes ao montante de despesas acumuladas entre os anos de 2022 e 2029 são apresentados na Figura 35.

Figura 35 - Despesas e Economia acumulada no ACL (Cenário 1k25Saz).

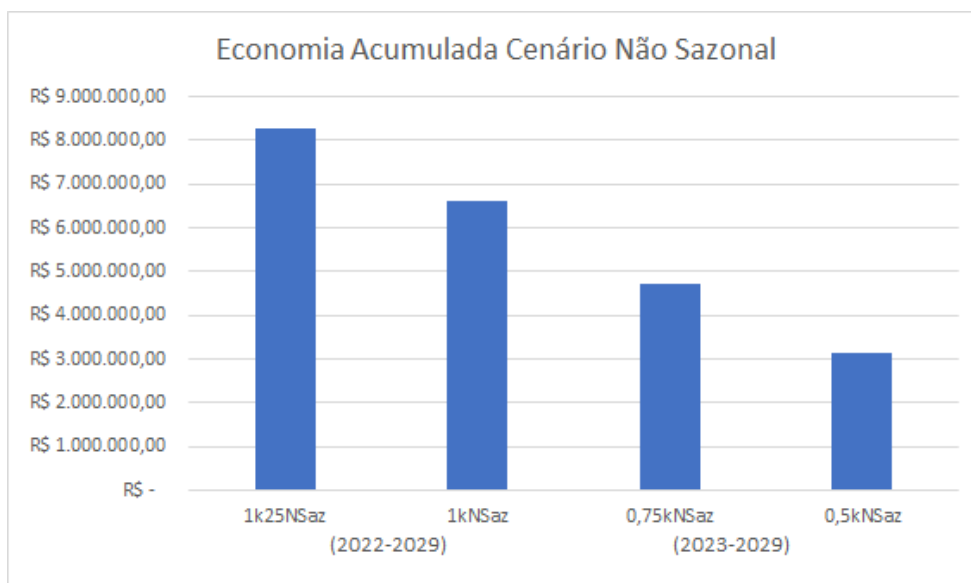


Fonte: Autora, 2021.

Nota-se a diferença na composição dos custos finais com energia no ACL. Enquanto a distribuição representa 39,2% dos custos totais para o perfil não sazonal, ela representa 62,6% no perfil sazonal. Tal fato ocorre devido a valoração da demanda contratada, a qual representa grande parte dos custos com energia elétrica. Como a migração ao ACL proporciona economia somente na TE, o percentual de economia total será menor. No caso, o perfil não sazonal resultou em economia de 19%, já o sazonal projeta-se uma economia de 11% sobre o total de despesas no ACR.

Considerando-se a viabilidade regulatória da Tabela 8, projetou-se a economia acumulada referente ao processo de migração. Considerou-se que os cenários com demanda de 1.250 e 1.000 kW migrarão em 2022 e os de 750 e 500 kW no ano de 2023. Para os cenários não sazonais os respectivos montantes encontram-se na Figura 36.

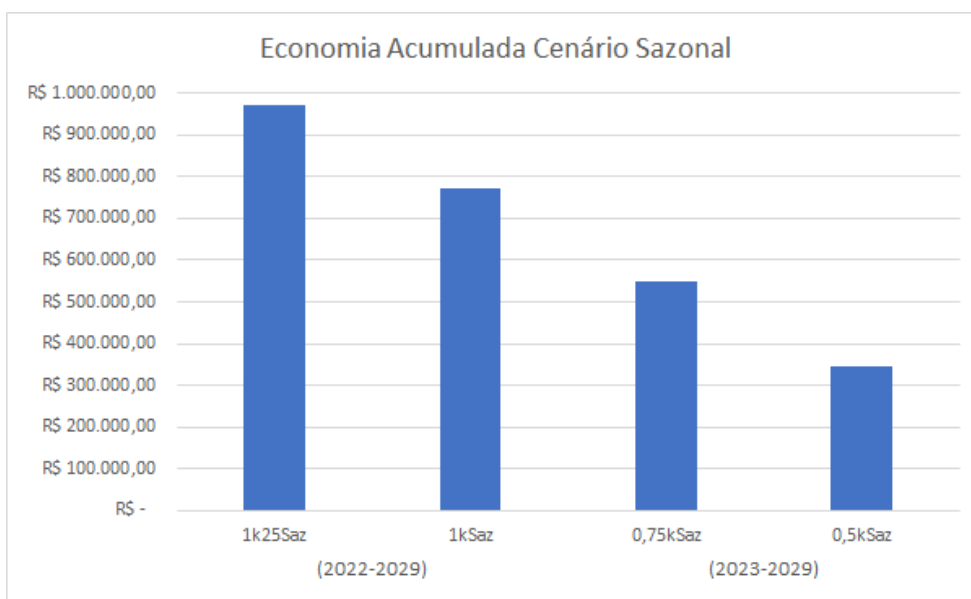
Figura 36 - Economia acumulada no ACL (Cenários não sazonais).



Fonte: Autora, 2021.

Já os montantes economizados para os cenários sazonais estão representados na Figura 37.

Figura 37 - Economia acumulada no ACL (Cenários sazonais).



Fonte: Autora, 2021.

Comparando a Figura 36 com a Figura 37 percebe-se o quanto o índice de sazonalidade influencia na estimativa da economia. No caso, o cenário com maior demanda contratada sazonal gera menos um terço da economia do cenário com menor demanda contratada não sazonal. Ademais, para melhor visualização dos dados apresentados, elaboraram-se as Tabelas 8 e 9. Na Tabela 8 é representado a

economia em R\$/MWh devido a migração ao ACL, assim como a porcentagem da economia em relação ao ACR.

Tabela 9 – Economia anual referente a migração ao ACL – Cenários não sazonais.

Economia por MWh e Percentual - Perfil Não Sazonal - Migração do ACR ao ACL								
Ano	1k25NSaz		1kNSaz		0,75kNSaz		0,5kNSaz	
	R\$/MWh	Percentual	R\$/MWh	Percentual	R\$/MWh	Percentual	R\$/MWh	Percentual
2021	R\$ 46,8	7,77%	R\$ 46,29	7,69%	R\$ 45,41	7,54%	R\$ 43,67	7,25%
2022	R\$ 56,9	9,23%	R\$ 56,98	9,23%	R\$ 56,98	9,23%	R\$ 56,98	9,23%
2023	R\$ 100,5	15,75%	R\$ 100,5	15,75%	R\$ 100,5	15,75%	R\$ 100,5	15,75%
2024	R\$ 120,0	18,05%	R\$ 120,0	18,05%	R\$ 120,0	18,05%	R\$ 120,0	18,05%
2025	R\$ 131,6	19,25%	R\$ 131,6	19,25%	R\$ 131,6	19,25%	R\$ 131,6	19,25%
2026	R\$ 146,9	19,96%	R\$ 146,9	19,96%	R\$ 146,9	19,96%	R\$ 146,9	19,96%
2027	R\$ 159,6	21,61%	R\$ 159,6	21,61%	R\$ 159,6	21,61%	R\$ 159,6	21,61%
2028	R\$ 165,1	22,09%	R\$ 165,1	22,09%	R\$ 165,1	22,09%	R\$ 165,1	22,09%
2029	R\$ 173,4	22,41%	R\$ 173,4	22,41%	R\$ 173,4	22,41%	R\$ 173,4	22,41%
Total	R\$ 124,7	18,01%	R\$ 124,6	18,00%	R\$ 124,5	17,99%	R\$ 124,3	17,96%

Fonte: Autora, 2021.

Nota-se que a partir de 2022 todos os cenários geram a mesma economia (R\$/MWh). Isso ocorre porque somente no primeiro ano há custos fixos, no caso com o processo de migração. Como estes cenários são os mesmos, variando somente os valores de consumo e demanda e os custos variáveis estão relacionados a essas despesas é coerente a economia ser equivalente nessas situações. Na Tabela 10 encontram-se os valores para os cenários com perfil sazonal.

Tabela 10 – Economia anual referente a migração ao ACL – Cenários sazonais.

Economia por MWh e Percentual - Perfil Sazonal - Migração do ACR ao ACL								
Ano	1k25Saz		1kSaz		0,75kSaz		0,5kSaz	
	R\$/MWh	Percentual	R\$/MWh	Percentual	R\$/MWh	Percentual	R\$/MWh	Percentual
2021	R\$ 23,9	2,34%	R\$ 16,1	1,58%	R\$ 3,24	0,32%	-R\$ 22,6	-2,21%
2022	R\$ 50,5	4,88%	R\$ 47,1	4,55%	R\$ 41,4	4,00%	R\$ 30,1	2,91%
2023	R\$ 97,9	9,18%	R\$ 97,9	9,18%	R\$ 92,9	8,71%	R\$ 81,8	7,67%
2024	R\$ 117,2	10,71%	R\$ 117,2	10,71%	R\$ 116,1	10,61%	R\$ 105,2	9,61%
2025	R\$ 128,6	11,54%	R\$ 128,6	11,54%	R\$ 128,6	11,54%	R\$ 119,4	10,71%
2026	R\$ 143,7	12,31%	R\$ 143,7	12,31%	R\$ 143,7	12,31%	R\$ 137,8	11,80%
2027	R\$ 156,3	13,35%	R\$ 156,3	13,35%	R\$ 156,3	13,35%	R\$ 153,2	13,09%
2028	R\$ 161,5	13,70%	R\$ 161,5	13,70%	R\$ 161,5	13,70%	R\$ 160,1	13,58%
2029	R\$ 169,7	14,07%	R\$ 169,7	14,07%	R\$ 169,7	14,07%	R\$ 169,7	14,07%
Total	R\$ 119,1	10,63%	R\$ 118,0	10,53%	R\$ 115,4	10,30%	R\$ 107,0	9,55%

Fonte: Autora, 2021.

Analogamente à Tabela 8, os dados dos perfis sazonais se comportam da mesma maneira, com diferenciação apenas ao cenário 0,5kSaz que por não representar muita economia possui a gestão fixa em R\$ 1.000,00 por mês, sendo assim, não depende somente custos variáveis pelo consumo. Os resultados completos obtidos através da simulação dos cenários encontram-se no Apêndice E.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base no trabalho, percebe-se que o aumento do custo dos consumidores rurais com a fatura de energia no ACR é inevitável. Além dos reajustes anuais a remoção dos subsídios impacta diretamente estes consumidores. Portanto, caso não ocorra a identificação e controle dos custos com energia elétrica, os empreendimentos do meio rural se tornarão menos eficientes economicamente.

Deste modo, a migração ao ACL se torna um investimento viável e vantajoso. Pois mesmo no único cenário qual não obteve lucro no primeiro ano de migração (0,5kSaz) a economia obtida pela migração é de aproximadamente 10% em relação ao ACR. Sendo assim, o percentual é equivalente ao valor do subsídio da classe rural antes da remoção desses.

Também é observado que o capital inicial investido para o processo de migração tem baixo impacto na economia estimada. Sendo considerado baixo e trazendo retorno financeiro logo no primeiro ano de migração. Pois mesmo no cenário 0,5kSaz o qual não obteve lucro no ano de 2021, porém ele é apto a migrar somente no ano de 2023. Sendo assim, se ele migrar no ano de 2023 ele terá lucro logo no primeiro ano.

Ademais, é significativa a diferença entre os percentuais de economia dos perfis sazonais e não sazonais. Enquanto os perfis não sazonais obtiveram economia de aproximadamente 20%, os sazonais representam metade desse valor. Isso acontece pois os perfis sazonais têm baixo consumo total de energia durante o ano e a parcela de distribuição possui maior participação nos custos impulsionado pela TUSD – Demanda. Sendo assim, a economia das unidades é proporcional ao consumo durante o período analisado.

A partir da identificação dos consumidores rurais potencialmente livres, os cenários foram traçados objetivando realizar um modelo que compreendesse a maioria dos consumidores reais. Entretanto, é necessário ressaltar que para uma análise rigorosa e com alto grau de precisão é necessário simular com os dados específicos a unidade em questão. A DICCA – Energia está habilitada a receber esses dados.

Pelas projeções das tarifas de energia no ACR é visível seu crescimento no passar do tempo. Entretanto, o valor da energia no ACL pode ser considerado

constante, mesmo com considerando o índice de inflação. Por isso a projeção da economia aumenta no decorrer dos anos analisados. Ademais, essa contatação, juntamente com a não incidência de bandeiras tarifárias e a não diferenciação entre TE ponta e TE fora de ponta comprova o argumento de que o ACL proporciona a previsibilidade de gastos.

Além disso, salienta-se o mapeamento dos processos realizados tanto referente ao ACL quanto ao ACL. Esses mapeamentos poderão servir de base para outros trabalhos e assim garantindo a continuidade da linha de pesquisa.

Contudo, comprovou-se que a ferramenta DICCA – Energia foi desenvolvida de modo correto e está apta para considerar diferentes cenários. Visto que, caso o usuário quiser adotar parâmetros de outras distribuidoras assim como de outros perfis de consumo ele poderá fazer pela inclusão de dados. Logo, a ferramenta não se restringe aos cenários analisados neste estudo e contempla várias possibilidades de cenários.

Ainda se ressalta a complexidade do mercado de regulação dos ambientes de comercialização de energia e a importância da tomada de decisão correta ao migrar ao ACL. Uma vez que exercida a opção pelo mercado livre, o consumidor poderá retornar ao ACR mediante comunicado à distribuidora com 5 anos de antecedência, podendo este prazo ser reduzido a critério desta. Portanto, acredita-se que o Engenheiro de Energia por ser um profissional capacitado e com a visão do SEB como um todo tenha grandes possibilidades de atuação nesta área e no gerenciamento de energia.

Salienta-se que ocorreu o processo integralização do conhecimento teórico adquirido durante o processo de pesquisa e a prática realizado no estágio, assim contribuindo para a formação do profissional de Engenharia de Energia.

5.1 Estudos Futuros

Durante a realização deste estudo foram identificadas várias questões que poderão vir a ser analisadas. Assim, dando continuidade na pesquisa sobre o impacto da modernização do SEB no agronegócio brasileiro. Algumas das possibilidades de continuação da linha de pesquisa estão elencadas nos tópicos a seguir:

- Utilização da DICCA - Energia para realizar as análises de viabilidade de migração como consumidor especial;
- Levar em consideração outros critérios para análise de viabilidade, por exemplo, considerar necessidade de investimento extra na adequação das instalações elétricas, despesa com aumento de demanda para atingir a mínima exigida para migração e multa por rescisão do CCER;
- Realizar estudos referentes ao impacto do perfil de consumo na modelagem dos contratos de energia de longo prazo e qual o modelo ótimo para evitar a exposição ao mercado de curto prazo;
- Estudar o impacto que os consumidores especiais com unidades em comunhão terão caso esse deixe de existir, e propor um conceito de comunhão aplicado ao consumidor livre. Visto que, é identificado a tendência das agroindústrias estarem localizadas em cooperativas possuindo unidades em diversas cidades;
- Desenvolver de um conjunto de ações de eficiência energéticas para o setor do agronegócio, abrangendo medidas de conservação de energia térmica, eficiência elétrica, logística e geração de energia na propriedade, caracterizando os recursos disponíveis e alternativas viáveis.
- Utilizar a ferramenta desenvolvida para estudar a possibilidade de migração de outras classes que também tiveram os subsídios retirados da tarifa de eletricidade, podem ser observadas na Tabela 3.

5.2 Publicações realizadas

No decorrer da pesquisa para a realização deste estudo elaboraram-se trabalhos de pesquisa para publicações científicas. Até o momento, dois trabalhos já foram apresentados referente aos estudos do Ambiente de Contratação Livre de Energia. A seguir estão especificados, destaca-se que um deles foi apresentado no Colóquio de Matemática do Pampa realizado entre o dia 5 e o dia 7 de abril de 2021 e, o outro no III Congresso Internacional Online das Engenharias realizado entre 29 de março e 1º de abril de 2021.

BAIERLE, Elunize; FLESCHE, Cíntia; GARCIA, Enoque. Aplicação de Fundamentos Matemáticos para Projeção de Valores Relacionados ao Processo de

Migração para o Mercado Livre de Energia. I Colóquio de Matemática do Pampa. 2021.

FLESCH, Cíntia; BAIERLE, Elunize; GARCIA, Enoque. Cenários de Migração para o Mercado Livre de Energia. CONGRESSO INTERNACIONAL ONLINE DAS ENGENHARIAS. ANAIS III CONEGON 2021.

Ademais, um trabalho submetido ao IV Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (CONEPETRO) e VI Workshop de Engenharia de Petróleo (WEPETRO) já teve o aceite da comissão organizadora. Sua referência se encontra a seguir.

FLESCH, Cíntia; BAIERLE, Elunize; GARCIA, Enoque. Metodologia e ferramenta para análise de viabilidade de Migração para o mercado livre de energia. IV Congresso Nacional De Engenharia De Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis (IV CONEPETRO). 2021.

Também foi enviado um artigo à XIV Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE) o qual está em análise pela comissão, portanto, aguarda-se o aceite da comissão organizadora. Tal artigo possui a seguinte referência:

FLESCH, Cíntia; BAIERLE, Elunize; GARCIA, Enoque; PARIZZI, Jocemar. A Importância de um checklist para Análise da Qualidade de Energia Elétrica no processo de Migração para o Mercado Livre de Energia. 2021.

Sendo assim, totalizam-se dois artigos publicados nos anais dos eventos, um artigo aceito aguardando a realização do evento e um artigo aguardando avaliação.

REFERÊNCIAS

- [1] SIMABUKULO, Lucas Antonio Nizuma, et al. **Energia, industrialização e modernidade - História Social**. Energia e Saneamento. Projeto Eletromemória 2006. Disponível em: <http://www.museudaenergia.com.br/media/63129/03.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2021.
- [2] Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. **Eletrificação Rural no Brasil: Uma visão histórica**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 2016.
- [3] BRASIL. Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018. Altera o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, para dispor sobre a redução gradativa dos descontos concedidos em tarifa de uso do sistema de distribuição e tarifa de energia elétrica. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, p. 12, 28 dez. 2018.
- [4] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Modernização do Setor Elétrico**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico>. Acesso em: 11 fev. 2021.
- [5] ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Abertura Integral do Mercado de Energia Elétrica**. 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/destaques/2020/11/estudo-abraceel-thymos-abertura-integral-do-mercado-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 11 fev. 2021.
- [6] BRASIL. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. Dispõe sobre a alteração da carga mínima para contratação de energia no ambiente livre. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, p. 156, 16 dez. 2019.
- [7] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 1 mar. 2021.
- [8] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2020**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 25 mar. 2021.
- [9] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Mapa do Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-do-sistema-interligado-nacional>. Acesso em: 25 mar. 2021.
- [10] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Entenda o modelo brasileiro: Mudanças no setor elétrico brasileiro**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-

atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=8b0zpv9v1_1&_afLoop=9729859135638#!%40%40%3F_afLoop%3D9729859135638%26_adf.ctrl-state%3D8b0zpv9v1_5. Acesso em: 15 mar. 2021.

[11] BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, p. 2, 13 mar. 2004.

[12] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Com quem se relaciona. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/ondeatuamos/com_quem_se_relaciona?_afLoop=193636111113869&_adf.ctrl-state=qq5va5nxa_1#!%40%40%3F_afLoop%3D193636111113869%26_adf.ctrl-state%3Dqq5va5nxa_5. Acesso em: 15 mar. 2021.

[13] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Razão de Ser. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_adf.ctrl-state=f6elmxlv_5&_afLoop=491209262583910#!. Acesso em: 15 mar. 2021.

[14] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa N° 109, de outubro de 2004**. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004109.pdf>. Acesso em: 1 mar. 2021.

[15] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ren-414>. Acesso em: 1 mar. 2021.

[16] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Votos e Contribuição Associativa - Regras de Comercialização**. 2013. Disponível em: <file:///C:/Users/eluni/Downloads/20%20-%20Votos%20e%20Contribui%C3%A7%C3%A3o%20Associativa%202013.1.0.pdf>. Acesso em: 8 mar. 2021.

[17] MME, Ministério de Minas e Energia. **O que esperar da modernização do setor elétrico em 2021?**. Youtube, 3 mar. 2021. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=QFNeijvC5RI&t=2974s>. Acesso em: 3 mar. 2021.

[18] BRASIL. Portaria nº 403, de 29 de outubro de 2019. Instituído o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico - CIM. **Diário Oficial da União:** Seção 1, Brasília, DF, p. 58, 30 out. 2019.

[19] BRASIL. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. **Diário Oficial da União:** Seção 1, Brasília, DF, p. 443, 28 dez. 2018.

[20] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2006247.pdf/>. Acesso em: 1 mar. 2021.

[21] BRASIL. Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Regulamenta a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária, e a Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, que altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** Seção 1, Brasília, DF, p. 1, 24 jan. 2013.

[22] CNA, Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil. Panorama do Agro - PIB. Disponível em: <https://www.cnabrazil.org.br/cna/panorama-do-agro>. Acesso em: 15 jan. 2021.

[23] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Nacional Interativo. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-interativo>. Acesso em: 20 maio 2021.

[24] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica - Ano Base 2019. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 22 maio 2021.

[25] BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de

titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, p. 3, 2 março 2021.

[26] BRASIL. Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Regulamenta o § 4º do art. 27 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, altera o Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, para dispor sobre a concessão e a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, p. 13, 23 ago. 2021.

[27] BORNIA, Antonio Cezar. Análise gerencial de custos aplicação em empresas modernas. 3. São Paulo, Atlas. 2010.

[28] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 547, de 12 de abril de 2013**. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2013547.pdf/> . Acesso em: 21 mar. 2021.

[29] CPFL. Tarifas PIS/Cofins - RGE. Disponível em: <https://www.cpflempresas.com.br/institucional/pisconfins.aspx?emp=8>. Acesso em: 15 mar. 2021.

[30] RIO GRANDE DO SUL. Decreto nº 55.692, de 30 de dezembro de 2020. Modifica o Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (RICMS). **Diário Oficial do RS**: Seção 1, Porto Alegre, RS, 30 dez. 2020.

[31] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Reajuste dos valores dos emolumentos da CCEE. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinio/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_658788&_afLoop=545487305470567&_adf.ctrl-state=oaiv3xw20_6#!%40%40%3F_afLoop%3D545487305470567%26contentId%3DCCEE_658788%26_adf.ctrl-state%3Doaiv3xw20_10. Acesso em: 15 mar. 2021.

[32] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 337, de 11 de novembro de 2008. Estabelece as disposições relativas à contratação de

energia de reserva e aprova o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva - CONUER. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, 19 nov. 2021.

[33] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Liquidação Financeira. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_afLoop=2575606613078&_adf.ctrlstate=s9h8ls9c1_1#!%40%40%3F_afLoop%3D2575606613078%26_adf.ctrl-state%3Ds9h8ls9c1_5. Acesso em: 21 mar. 2021.

[34] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Contribuição associativa fecha em R\$ 0,96 por Megawatt comercializado. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/80-financas-20.html>. Acesso em: 15 mar. 2021.

[35] Banco Central do Brasil. Calculadora do Cidadão. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/corrigirPorIndice.do?method=corrigirPorIndice>. Acesso em: 15 abr. 2021.

[36] QUINTANA, Luise Lence. Redução do custo de energia elétrica em uma agroindústria da região da campanha. 63 p. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Produção) – Universidade Federal do Pampa, Campus Bagé, Bagé, 2016.

[37] Dapper, Paloma. Eficiência energética: estudo de caso em agroindústria do Rio Grande do Sul. *Research, Society and Development*, v. 9, n. 2, e41922042, 2020. https://www.researchgate.net/profile/Jocias-Maier-Zanatta/publication/337208486_Eficiencia_energetica_estudo_de_caso_em_agroindustria_do_Rio_Grande_do_Sul/links/5dcb7051458515143506d0ca/Eficiencia-energetica-estudo-de-caso-em-agroindustria-do-Rio-Grande-do-Sul.pdf

[38] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2050. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 20 abr. 2021.

APÊNDICE A – Tarifação da Energia Elétrica (NR 414/2010)

As tarifas de energia elétrica do ACR devem ser aprovadas e fiscalizadas pela ANEEL. A instituição juntamente com a distribuidora estabelece a tarifa com o valor necessário capaz de garantir o fornecimento de energia, assegurar aos prestadores de serviços ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais eficientes, remunerar adequadamente os investimentos necessários para a expansão da capacidade e garantir a boa qualidade de atendimento (1).

Os consumidores são divididos em dois Grupos A e B, consumidores do Grupo A possuem fornecimento em média ou alta tensão, enquanto os consumidores Grupo B têm fornecimento em baixa tensão. Ademais, são classificados em Subgrupos, como determinados na Figura 1.

Figura 1 – Classificação dos Subgrupos.

Grupo A		Grupo B	
Subgrupo	Tensão de fornecimento (kV)	Subgrupo	Tensão de fornecimento (kV)
A1	igual ou superior a 230 kV	B1	Residencial
A2	Entre 88 kV a 138 kV	B2	Rural
A3	69 kV	B3	Demais classes
A3a	30 kV a 44 kV		
A4	2,3 kV a 25 kV	B4	Iluminação pública
AS	inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo		

Fonte: Adaptado de RN N° 414/2010 (2).

O subgrupo do consumidor influencia no processo de tarifação, visto que são aprovadas tarifas específicas para cada subgrupo. As tarifas sem impostos aprovadas pela ANEEL podem ser encontradas nas Resoluções Homologatórias específicas de cada distribuidora.

Ademais, o consumidor possui a autonomia em escolher a modalidade tarifária a qual gostaria de ter a valoração da sua fatura. As modalidades tarifárias

disponíveis atualmente estão descritas na Tabela 2, assim como a sua forma de tarifação e a disponibilidade para cada subgrupo.

Tabela 2 – Particularidades das Modalidades Tarifárias atuais.

Disponível para	Modalidade	Consumo	Demanda
Grupo A	Horária Azul	Tarifa diferenciada de acordo com os postos tarifários: ponta e fora ponta	Tarifa diferenciada de acordo com os postos tarifários: ponta e fora ponta
A3a, A4 e AS	Horária Verde	Tarifa diferenciada ao longo das horas do dia, ou seja, de acordo com os postos tarifários: ponta e fora ponta	Uma única de demanda de potência independente dos postos tarifários
Grupo B	Convencional Monômia	Tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia	Não há tarifa de demanda
B1, B2 e B3 exceto baixa renda	Horária Branca	Tarifa diferenciada ao longo das horas do dia, ou seja, de acordo com os postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta	Não há tarifa de demanda

Fonte: Adaptado de REN nº 414/2010 (2).

Para o Grupo A, percebe-se que a valoração da tarifa depende dos postos tarifários. Os postos tarifários são definidos por cada distribuidora de acordo com o período do dia com maior consumo das unidades sob os locais de concessão. Para o Grupo A, os postos tarifários são: horário de ponta e horário fora de ponta. Os horários de ponta são 3 horas específicas de maior consumo nos dias úteis, às 21 horas restantes dos dias úteis, fins de semana e feriados nacionais são considerados como horários fora de ponta.

No site da ANEEL é possível observar os postos tarifários de cada distribuidora. No caso da distribuidora RGE, os postos tarifários são observados na Figura 1.

Figura 1 – Postos tarifários da Rio Grande Energia (RGE).



* Finais de Semana e Feriados Nacionais: Aplica-se somente Horário Fora Ponta

Fonte: ANEEL, 2021 (3).

Portanto, percebe-se que o horário de ponta da distribuidora RGE é entre as 18h e às 21h. Ademais, também há diferença da tarifa no horário especial, entretanto, esse conceito é aplicado somente à subclasse rural irrigante ou aquicultura. O horário especial compreende o período de 8h30min do dia que abrange a madrugada, e a carga destinada à irrigação e aquicultura recebe desconto na tarifa quando utilizada nesse horário.

Devido a matriz elétrica brasileira ser predominantemente renovável e depender das variações climáticas, o processo de bandeiras tarifárias foi adotado para garantir a remuneração das geradoras térmicas quando estas são ativadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Todos os consumidores ativos conectados ao SIN possuem acréscimo na tarifa de energia quando a bandeira tarifária mensal é diferente da verde. Ademais, o procedimento foi implantado para sinalizar ao consumidor quando ele deve reduzir seu perfil de consumo. As condições de geração para cada bandeira tarifária, assim como o acréscimo na fatura por MWh comercializados encontram-se na Tabela 3.

Tabela 3 – Incidência das Bandeiras Tarifárias.

Bandeira	Condições de geração	Acréscimo (R\$/MWh)
Verde	Favoráveis	R\$ 0

Amarela	Menos favoráveis	R\$ 13,43
Vermelha Patamar 1	Mais custosas	R\$ 41,69
Vermelha Patamar 2	Condições ainda	R\$ 62,43

Fonte: RN ANEEL nº 547/2013 (4).

Portanto, a tarifação de energia para os consumidores do Grupo A é determinada pelas Equações 1 e 2, para modalidade tarifária azul e verde, respectivamente.

$$F_{AZUL} = (C_P * (TE_P + F_B) + C_{FP} * (TE_{FP} + F_B) + C_T * TUSD_{FP} + [1] \\ + D_P * TD_P + D_{FP} * TD_{FP}) * \left(\frac{1}{1 - ICMS}\right)$$

Na qual, F_{AZUL} é a fatura de energia para o consumidor Azul, C_P o consumo de ponta em unidade de consumo (Wh), TE_P a tarifa de energia ponta em reais, F_B o acréscimo pela bandeira tarifária, também em reais. O consumo de energia (Wh) fora ponta é representado por C_{FP} , incide sobre ele a tarifa de energia fora ponta TE_{FP} e o acréscimo pela bandeira tarifária F_B , ambos em reais. O consumo total (resultante do consumo ponta e fora ponta) é representado por C_T a qual é valorada sobre o valor da TUSD - distribuição fora ponta, $TUSD_{FP}$. A demanda ponta em Watts, D_P , é valorado pela TUSD - demanda ponta, TD_P , e a demanda fora de ponta, D_{FP} é valorada pela TUSD - demanda fora ponta, TD_{FP} .

$$F_{VERDE} = (C_P * (TE_P + F_B) + C_{FP} * (TE_{FP} + F_B) + C_P * TUSD_P + [2] \\ + C_{FP} * TUSD_{FP} + D_U * TD) * \left(\frac{1}{1 - ICMS}\right)$$

Pela equação, F_{VERDE} é a fatura de energia para o consumidor Verde, o consumo ponta e fora ponta é valorado da mesma forma para a Equação 2. Diferentemente, da modalidade azul, há a valoração do consumo ponta, C_P , pela tarifa da TUSD - distribuição ponta, $TUSD_P$, e o montante fora ponta C_{FP} valorado pela tarifa da TUSD - distribuição fora ponta, $TUSD_{FP}$. Porém, a possui uma única demanda faturada, sendo a maior entre a demanda medida e a demanda contratada, e é valorada pela TUSD - demanda, TD .

Todas as tarifas são aprovadas pela ANEEL e sobre o montante total descrito nas Equações 1 e 2, incide os tributos de PIS, COFINS e ICMS, valorados conforme estado e distribuidora. Sendo assim, estas são as principais premissas base para a tarifação de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulado.

Referências

[1] MME, Ministério de Minas e Energia. Tarifa de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tarifa-de-energia->

eletrica#:~:text=A%20tarifa%20de%20energia%20el%C3%A9trica,possa%20ser%20utilizada%20pelo%20consumidor. Acesso em: 15 mar. 2021.

[2] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/ren-414>. Acesso em: 1 mar. 2021.

[3] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Postos Tarifários. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>. Acesso em: 5 mar. 2021.

[4] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 547, de 12 de abril de 2013**. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2013547.pdf/> . Acesso em: 21 mar. 2021.

APÊNDICE B – Processo de Migração

O processo de migração do ACR ao ACL pode ser dividido em 8 etapas descritas na Tabela 1.

Tabela 1 – Etapas para se tornar um consumidor livre ou especial.

Etapa	Descrição
1º Avaliar os requisitos de demanda.	É preciso ter demanda contratada de, no mínimo, 500 kW para se tornar consumidor especial e de 1.500 kW para se tornar livre. Em função da Portaria 465 do MME, de 12 de dezembro de 2019, a demanda será reduzida para 1.000 kW em janeiro de 2022 e, posteriormente, para 500 kW em janeiro de 2023.
2º Analisar os contratos vigentes com a distribuidora.	O contrato de compra de energia regulada ou contrato de fornecimento tem, usualmente, vigência de 12 meses e deve ser rescindido para a migração com seis meses de antecedência.
3º Realizar estudo de viabilidade econômica.	Após analisar os contratos vigentes, o consumidor deve realizar um estudo de viabilidade econômica, comparando as previsões de gastos com eletricidade no mercado livre e no cativo.
4º Enviar carta de denúncia do contrato à distribuidora.	Caso decida pela migração para o mercado livre, o consumidor deve enviar uma carta à distribuidora comunicando a denúncia dos contratos vigentes. Caso queira antecipar a rescisão contratual, deve pagar pelo encerramento antecipado do contrato.
5º Comprar energia no ACL	O próximo passo é a compra de energia no ACL, por meio de contratos de compra de energia em ambiente de contratação livre (CCEAL) e/ou de contratos de compra de energia incentivada (CCEI). O contrato pode ser comprado de comercializadores, geradores ou outros consumidores (por meio de cessão).

6° Adequar-se ao SMF.	O próximo passo é a adequação do sistema de medição para faturamento (SMF). Os consumidores livres e especiais precisam adequá-lo aos requisitos descritos no procedimento de rede, submódulo 12.2.
7° Realizar adesão à CCEE e fazer a modelagem dos contratos.	O último passo para a migração do consumidor é realizar a adesão à CCEE e fazer a modelagem dos contratos de energia comprados no ACL, conforme os procedimentos de comercialização da CCEE, submódulos 1.1 e 1.2.

Fonte: Adaptado de Abraceel (1).

Referências

[1] Abraceel, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. Cartilha: Mercado Livre de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf. Acesso em: 15 mar. 2021.

APÊNDICE C - Perfis de consumo e Fator de carga utilizados

Neste Apêndice serão apresentados os dados dos perfis de consumo sazonal e não sazonal, assim como os fatores calculados para encontrar os dados necessários.

Figura 1 – Perfil de consumo, fator de consumo e demanda para o perfil não sazonal.

Frigorífico	Consumo (kWh)			Fator consumo		Demanda (kW)		Fator consumo/demanda (contratada)	
	FP	P	Total	P	FP	FP	P	FP	P
Janeiro	1.834.850,00	194.910,00	2.029.760,00	81,8%	92,9%	4.092	4.404	0,0025	0,0215
Fevereiro	1.803.570,00	201.880,00	2.005.450,00	84,7%	91,3%	4.100	4.430	0,0025	0,0208
Março	1.975.290,00	238.210,00	2.213.500,00	100,0%	100,0%	3.960	4.530	0,0023	0,0176
Abril	1.761.600,00	170.300,00	1.931.900,00	71,5%	89,2%	3.952	4.424	0,0026	0,0247
Mai	1.768.180,00	159.990,00	1.928.170,00	67,2%	89,5%	3.750	4.110	0,0025	0,0263
Junho	1.784.520,00	180.030,00	1.964.550,00	75,6%	90,3%	4.220	4.260	0,0025	0,0233
Julho	1.743.400,00	178.728,00	1.922.128,00	75,0%	88,3%	3.940	4.236	0,0026	0,0235
Agosto	1.852.140,00	183.320,00	2.035.460,00	77,0%	93,8%	4.090	4.290	0,0024	0,0229
Setembro	1.828.950,00	178.560,00	2.007.510,00	75,0%	92,6%	4.170	4.270	0,0025	0,0235
Outubro	1.940.560,00	217.120,00	2.157.680,00	91,1%	98,2%	4.190	4.420	0,0023	0,0193
Novembro	1.807.560,00	202.610,00	2.010.170,00	85,1%	91,5%	4.280	4.440	0,0025	0,0207
Dezembro	1.946.530,00	220.010,00	2.166.540,00	92,4%	98,5%	4.310	4.440	0,0023	0,0191

Fonte: Autora, 2021.

Figura 2 – Consumo ao longo dos meses para os cenários não sazonais (referência 2021).

Beneficimento da soja	Consumo (kWh) 1k25NSaz		Consumo (kWh) 1kNSaz		Consumo (kWh) 0,75kNSaz		Consumo (kWh) 0,5kNSaz	
	FP	P	FP	P	FP	P	FP	P
Janeiro	509.680,56	58.008,93	407.744,44	46.407,14	305.808,33	34.805,36	203.872,22	23.203,57
Fevereiro	500.991,67	60.083,33	400.793,33	48.066,67	300.595,00	36.050,00	200.396,67	24.033,33
Março	548.691,67	70.895,83	438.953,33	56.716,67	329.215,00	42.537,50	219.476,67	28.358,33
Abril	489.333,33	50.684,52	391.466,67	40.547,62	293.600,00	30.410,71	195.733,33	20.273,81
Mai	491.161,11	47.616,07	392.928,89	38.092,86	294.696,67	28.569,64	196.464,44	19.046,43
Junho	495.700,00	53.580,36	396.560,00	42.864,29	297.420,00	32.148,21	198.280,00	21.432,14
Julho	484.277,78	53.192,86	387.422,22	42.554,29	290.566,67	31.915,71	193.711,11	21.277,14
Agosto	514.483,33	54.559,52	411.586,67	43.647,62	308.690,00	32.735,71	205.793,33	21.823,81
Setembro	508.041,67	53.142,86	406.433,33	42.514,29	304.825,00	31.885,71	203.216,67	21.257,14
Outubro	539.044,44	64.619,05	431.235,56	51.695,24	323.426,67	38.771,43	215.617,78	25.847,62
Novembro	502.100,00	60.300,60	401.680,00	48.240,48	301.260,00	36.180,36	200.840,00	24.120,24
Dezembro	540.702,78	65.479,17	432.562,22	52.383,33	324.421,67	39.287,50	216.281,11	26.191,67

Fonte: Autora, 2021.

Figura 3 – Perfil de consumo, fator de consumo e demanda para o perfil sazonal.

Beneficiamento da soja	Consumo (kWh)			Fator consumo		Demanda (kW)		Fator consumo/demanda (contratada)	
	FP	P	Total	P	FP	FP	P	FP	P
Janeiro	3.588,00	224,00	3.812,00	2%	4%	89	8	0,096	1,536
Fevereiro	6.926,00	385,00	7.311,00	4%	8%	193	165	0,050	0,894
Março	89.778,00	10.718,00	100.496,00	100%	100%	383	398	0,004	0,032
Abril	48.470,00	6.038,00	54.508,00	56%	54%	318	318	0,007	0,057
Maior	22.752,00	1.476,00	24.228,00	14%	25%	331	331	0,015	0,233
Junho	5.606,00	175,00	5.781,00	2%	6%	117	117	0,061	1,966
Julho	2.857,00	153,00	3.010,00	1%	3%	45	45	0,120	2,248
Agosto	4.104,00	152,00	4.256,00	1%	5%	42	42	0,084	2,263
Setembro	2.528,00	140,00	2.668,00	1%	3%	34	34	0,136	2,457
Outubro	3.178,00	223,00	3.401,00	2%	4%	31	31	0,108	1,543
Novembro	7.031,00	432,00	7.463,00	4%	8%	187	187	0,049	0,796
Dezembro	12.431,00	468,00	12.899,00	4%	14%	290	33	0,028	0,735

Fonte: Autora, 2021.

Figura 4 – Consumo ao longo dos meses para os cenários sazonais (referência 2021).

Beneficiamento da soja	Consumo (kWh) 1k25Saz		Consumo (kWh) 1kSaz		Consumo (kWh) 0,75kSaz		Consumo (kWh) 0,5kSaz	
	FP	P	FP	P	FP	P	FP	P
Janeiro	13.037,79	813,95	10.430,23	651,16	7.822,67	488,37	5.215,12	325,58
Fevereiro	25.167,15	1.398,98	20.133,72	1.119,19	15.100,29	839,39	10.066,86	559,59
Março	326.228,20	38.946,22	260.982,56	31.156,98	195.736,92	23.367,73	130.491,28	15.578,49
Abril	176.126,45	21.940,41	140.901,16	17.552,33	105.675,87	13.164,24	70.450,58	8.776,16
Maior	82.674,42	5.363,37	66.139,53	4.290,70	49.604,65	3.218,02	33.069,77	2.145,35
Junho	20.370,64	635,90	16.296,51	508,72	12.222,38	381,54	8.148,26	254,36
Julho	10.381,54	555,96	8.305,23	444,77	6.228,92	333,58	4.152,62	222,38
Agosto	14.912,79	552,33	11.930,23	441,86	8.947,67	331,40	5.965,12	220,93
Setembro	9.186,05	508,72	7.348,84	406,98	5.511,63	305,23	3.674,42	203,49
Outubro	11.547,97	810,32	9.238,37	648,26	6.928,78	486,19	4.619,19	324,13
Novembro	25.548,69	1.569,77	20.438,95	1.255,81	15.329,22	941,86	10.219,48	627,91
Dezembro	45.170,78	1.700,58	36.136,63	1.360,47	27.102,47	1.020,35	18.068,31	680,23

Fonte: Autora, 2021.

APÊNDICE D – Projeção dos Preços

As projeções das tarifas do ACL foram determinadas a partir de dados históricos retirados das Resoluções Homologatórias da Rio Grande Energia. Os dados analisados compreendem os anos de 2008 a 2020. A partir dos dados realizaram-se projeções adotando-se os valores médios destas. Os dados históricos e as projeções realizadas encontram-se na Figura 1.

Figura 1 - Projeção média das tarifas de energia da RGE.

RURAL		Demanda		TUSD		TE	
		Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
Dados Históricos	2008	R\$ 35,50	R\$ 10,33	R\$ 594,71	R\$ 18,65	R\$ 220,52	R\$ 127,94
	2009	R\$ 35,20	R\$ 9,49	R\$ 837,17	R\$ 19,81	R\$ 203,84	R\$ 118,28
	2010	R\$ 33,11	R\$ 8,94	R\$ 789,68	R\$ 20,79	R\$ 228,44	R\$ 132,54
	2011	R\$ 37,13	R\$ 9,42	R\$ 895,13	R\$ 32,94	R\$ 209,90	R\$ 121,79
	2012	R\$ 37,55	R\$ 10,20	R\$ 900,26	R\$ 28,36	R\$ 239,89	R\$ 139,19
	2013	R\$ 38,03	R\$ 12,16	R\$ 905,19	R\$ 22,05	R\$ 255,21	R\$ 148,08
	2014	R\$ 35,13	R\$ 11,28	R\$ 836,94	R\$ 21,28	R\$ 244,77	R\$ 142,02
	2015	R\$ 22,44	R\$ 7,08	R\$ 569,15	R\$ 22,74	R\$ 284,63	R\$ 169,38
	2016	R\$ 28,25	R\$ 9,24	R\$ 756,14	R\$ 69,95	R\$ 297,50	R\$ 183,75
	2017	R\$ 25,46	R\$ 8,21	R\$ 672,54	R\$ 54,68	R\$ 288,47	R\$ 186,27
	2018	R\$ 29,93	R\$ 10,39	R\$ 761,45	R\$ 34,78	R\$ 315,06	R\$ 200,58
	2019	R\$ 35,54	R\$ 12,39	R\$ 610,24	R\$ 57,64	R\$ 369,89	R\$ 229,93
	2020	R\$ 28,62	R\$ 19,16	R\$ 775,39	R\$ 77,11	R\$ 400,70	R\$ 240,46
2021	R\$ 32,37	R\$ 21,96	R\$ 871,32	R\$ 82,34	R\$ 418,17	R\$ 249,56	
Projeção Média	2022	R\$ 29,03	R\$ 22,99	R\$ 853,70	R\$ 84,21	R\$ 465,54	R\$ 274,00
	2023	R\$ 28,92	R\$ 24,06	R\$ 864,98	R\$ 78,75	R\$ 502,79	R\$ 292,15
	2024	R\$ 28,22	R\$ 24,65	R\$ 858,84	R\$ 87,94	R\$ 530,53	R\$ 304,70
	2025	R\$ 27,53	R\$ 25,25	R\$ 852,69	R\$ 90,01	R\$ 558,28	R\$ 317,25
	2026	R\$ 26,83	R\$ 25,84	R\$ 846,55	R\$ 122,39	R\$ 586,02	R\$ 329,80
	2027	R\$ 26,13	R\$ 26,43	R\$ 840,41	R\$ 109,79	R\$ 613,77	R\$ 342,35
	2028	R\$ 25,43	R\$ 27,03	R\$ 834,26	R\$ 102,61	R\$ 641,51	R\$ 354,90
	2029	R\$ 24,73	R\$ 27,62	R\$ 828,12	R\$ 111,79	R\$ 669,25	R\$ 367,45

Fonte: Autora, 2021.

Ademais, para o ACL realizou-se consulta em comercializadoras referente aos preços atuais valorados para os próximos anos, após realizou-se a média destes valores. Os preços são referentes ao submercado Sul e se encontram nas Figuras 2,

3 e 4, para a energia convencional, 50% incentivada e 100% incentivada, respectivamente. Atente-se que sobre esses valores ainda incidem os índices de reajustes anuais.

Figura 2 - Valores para energia convencional - Submercado Sul.

Energia Convencional							
Fornecedor	1	2	3	4	5	6	Média
2021	R\$ 210,52	R\$ 214,93	R\$ 190,00	R\$ 204,00	R\$ 204,00	R\$ 207,00	R\$ 205,08
2022	R\$ 200,05	R\$ 195,00	R\$ 170,00	R\$ 207,00	R\$ 196,00	R\$ 222,00	R\$ 198,34
2023	R\$ 170,08	R\$ 175,00	R\$ 150,00	R\$ 172,00	R\$ 172,00	R\$ 189,00	R\$ 171,35
2024	R\$ 150,04	R\$ 165,00	R\$ 150,00	R\$ 162,00	R\$ 157,00	R\$ 175,00	R\$ 159,84
2025	R\$ 148,04	R\$ 155,00	R\$ 147,00	R\$ 158,00	R\$ 152,00	R\$ 169,00	R\$ 154,84
2026	R\$ 145,00	R\$ 145,00	R\$ 135,00	R\$ 154,00	R\$ 146,00	R\$ 162,00	R\$ 147,83
2027	R\$ 138,00		R\$ 130,00	R\$ 149,00	R\$ 141,00	R\$ 157,00	R\$ 143,00
2028	R\$ 133,00			R\$ 144,00		R\$ 152,00	R\$ 143,00
2029	R\$ 128,00			R\$ 144,00		R\$ 152,00	R\$ 141,33

Fonte: Autora, 2021.

Figura 3 - Valores para energia 50% incentivada - Submercado Sul.

Energia i50										
Fornecedor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Média
2021	R\$ 265,00		R\$ 245,30	R\$ 251,03		R\$ 154,00	R\$ 247,74	R\$ 307,00	R\$ 322,00	R\$ 256,01
2022	R\$ 245,00	R\$ 237,00	R\$ 239,05	R\$ 239,05	R\$ 235,00	R\$ 146,00	R\$ 269,00	R\$ 267,00	R\$ 280,00	R\$ 239,68
2023	R\$ 214,00	R\$ 206,37	R\$ 203,08	R\$ 237,00	R\$ 214,00	R\$ 212,00	R\$ 205,00	R\$ 232,00	R\$ 244,00	R\$ 218,61
2024	R\$ 178,00		R\$ 184,04	R\$ 215,00	R\$ 195,00	R\$ 200,00	R\$ 185,50	R\$ 215,00	R\$ 226,00	R\$ 199,82
2025	R\$ 179,00		R\$ 170,00	R\$ 205,00	R\$ 190,00	R\$ 193,00	R\$ 178,00	R\$ 205,00	R\$ 215,00	R\$ 191,88
2026	R\$ 174,00		R\$ 163,00	R\$ 195,00	R\$ 176,00	R\$ 184,00	R\$ 173,00	R\$ 195,00	R\$ 205,00	R\$ 183,13
2027	R\$ 163,00		R\$ 158,00	R\$ 185,00	R\$ 158,00	R\$ 179,00		R\$ 177,00	R\$ 186,00	R\$ 172,29
2028			R\$ 153,00		R\$ 151,00	R\$ 164,00		R\$ 172,00	R\$ 181,00	R\$ 164,20
2029			R\$ 148,00			R\$ 164,00		R\$ 172,00	R\$ 181,00	R\$ 166,25

Fonte: Autora, 2021.

Figura 4 - Valores para energia 100% incentivada - Submercado Sul.

Energia i100							
Fornecedor	1	2	3	4	5	6	MÉDIA
2021	R\$ 342,00	R\$ 331,03		R\$ 372,00	R\$ 432,00	R\$ 454,00	R\$ 386,21
2022	R\$ 330,05	R\$ 322,00	R\$ 330,00	R\$ 372,00	R\$ 392,00	R\$ 412,00	R\$ 359,68
2023	R\$ 295,08	R\$ 300,00	R\$ 280,00	R\$ 342,00	R\$ 362,00	R\$ 380,00	R\$ 326,51
2024	R\$ 275,04	R\$ 290,00	R\$ 260,00	R\$ 332,00	R\$ 347,00	R\$ 364,00	R\$ 311,34
2025	R\$ 273,04	R\$ 280,00	R\$ 255,00	R\$ 328,00	R\$ 340,00	R\$ 357,00	R\$ 305,51
2026					R\$ 335,00	R\$ 352,00	R\$ 343,50
2027					R\$ 327,00	R\$ 343,00	R\$ 335,00
2028					R\$ 322,00	R\$ 338,00	R\$ 330,00
2029					R\$ 322,00	R\$ 338,00	R\$ 330,00

Fonte: Autora, 2021.

APÊNDICE E – Resultados

Os resultados obtidos no desenvolvimento do estudo através da ferramenta DICCA - Energia, são apresentados abaixo para cada respectivo cenário.

Figura 1 - Resultados dos cenários 1k25NSaz e 1k25Saz.

1k25Saz		Livre					Cativo		Economia pela Migração		
Ano	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo	Economia pela Migração
2021	860,22	R\$ 593.730,12	R\$ 229.131,89	R\$ 10.668,99	R\$ 12.000,00	R\$ 14.707,00	R\$ 860.238,01	R\$ 1.000,03	R\$ 880.827,47	R\$ 1.023,96	R\$ 20.599,47
2022	879,14	R\$ 598.342,26	R\$ 244.425,23	R\$ 11.743,95	R\$ 12.000,00		R\$ 866.511,44	R\$ 985,64	R\$ 910.979,25	R\$ 1.036,22	R\$ 44.467,81
2023	898,48	R\$ 617.680,23	R\$ 226.868,19	R\$ 10.908,48	R\$ 15.528,68		R\$ 870.985,59	R\$ 969,40	R\$ 958.981,44	R\$ 1.067,34	R\$ 87.995,85
2024	918,25	R\$ 641.247,74	R\$ 226.837,59	R\$ 10.908,96	R\$ 18.999,69		R\$ 897.993,99	R\$ 977,94	R\$ 1.005.658,90	R\$ 1.095,19	R\$ 107.664,91
2025	938,45	R\$ 657.857,20	R\$ 235.019,63	R\$ 11.301,18	R\$ 21.307,79		R\$ 925.485,81	R\$ 986,19	R\$ 1.046.229,96	R\$ 1.114,85	R\$ 120.744,15
2026	959,09	R\$ 706.947,15	R\$ 239.511,49	R\$ 11.517,44	R\$ 24.327,50		R\$ 982.303,58	R\$ 1.024,20	R\$ 1.120.159,44	R\$ 1.167,93	R\$ 137.855,85
2027	980,20	R\$ 708.585,85	R\$ 246.851,73	R\$ 11.869,60	R\$ 27.035,32		R\$ 994.342,50	R\$ 1.014,43	R\$ 1.147.542,64	R\$ 1.170,73	R\$ 153.200,14
2028	1001,76	R\$ 715.743,35	R\$ 262.578,05	R\$ 12.621,77	R\$ 28.565,13		R\$ 1.019.508,31	R\$ 1.017,72	R\$ 1.181.377,40	R\$ 1.179,30	R\$ 161.869,10
2029	1023,80	R\$ 741.242,24	R\$ 275.626,55	R\$ 13.246,27	R\$ 30.659,98		R\$ 1.060.775,04	R\$ 1.036,12	R\$ 1.234.514,91	R\$ 1.205,82	R\$ 173.799,87
Total	8459,38	R\$ 5.981.376,13	R\$ 2.186.850,36	R\$ 104.786,65	R\$ 190.424,09	R\$ 14.707,00	R\$ 8.478.144,25	R\$ 1.002,22	R\$ 9.486.271,39	R\$ 1.121,39	R\$ 1.008.127,15
1k25NSaz		Livre					Cativo		Economia pela Migração		
Ano	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo	Economia pela Migração
2021	7021,16	R\$ 1.866.298,47	R\$ 1.870.197,37	R\$ 87.081,38	R\$ 60.593,04	R\$ 14.707,00	R\$ 3.898.877,25	R\$ 555,30	R\$ 4.227.530,80	R\$ 602,11	R\$ 328.653,55
2022	7175,63	R\$ 1.856.915,63	R\$ 1.995.023,14	R\$ 95.835,28	R\$ 72.156,15		R\$ 4.019.950,20	R\$ 560,22	R\$ 4.428.835,06	R\$ 617,21	R\$ 408.884,86
2023	7333,49	R\$ 1.874.642,30	R\$ 1.851.720,81	R\$ 89.036,12	R\$ 130.142,91		R\$ 3.945.542,14	R\$ 538,02	R\$ 4.683.018,61	R\$ 638,58	R\$ 737.476,47
2024	7494,83	R\$ 1.986.910,50	R\$ 1.851.471,08	R\$ 89.040,05	R\$ 158.798,75		R\$ 4.086.220,38	R\$ 545,21	R\$ 4.986.079,94	R\$ 665,27	R\$ 899.859,56
2025	7659,72	R\$ 2.043.151,83	R\$ 1.918.253,69	R\$ 92.241,38	R\$ 177.975,47		R\$ 4.231.622,37	R\$ 552,45	R\$ 5.240.150,04	R\$ 684,12	R\$ 1.008.527,67
2026	7828,23	R\$ 2.361.024,40	R\$ 1.954.916,70	R\$ 94.006,53	R\$ 202.973,49		R\$ 4.612.921,12	R\$ 589,27	R\$ 5.763.104,25	R\$ 736,20	R\$ 1.150.183,13
2027	8000,45	R\$ 2.296.717,24	R\$ 2.014.828,44	R\$ 96.880,87	R\$ 225.439,26		R\$ 4.633.865,81	R\$ 579,20	R\$ 5.911.354,98	R\$ 738,88	R\$ 1.277.489,17
2028	8176,46	R\$ 2.276.878,11	R\$ 2.143.188,28	R\$ 103.020,15	R\$ 238.303,97		R\$ 4.761.390,51	R\$ 582,33	R\$ 6.111.779,67	R\$ 747,48	R\$ 1.350.389,16
2029	8356,34	R\$ 2.404.786,76	R\$ 2.249.691,40	R\$ 108.117,37	R\$ 255.794,81		R\$ 5.018.390,35	R\$ 600,55	R\$ 6.467.894,28	R\$ 774,01	R\$ 1.449.503,92
Total	69046,31	R\$ 18.967.325,24	R\$ 17.849.290,91	R\$ 855.279,13	R\$ 1.522.177,85	R\$ 14.707,00	R\$ 39.208.780,13	R\$ 567,86	R\$ 47.819.747,61	R\$ 692,58	R\$ 8.610.967,49

Fonte: Autora, 2021.

Figura 2 - Resultados dos cenários 1kNSaz e 1kSaz.

1kSaz		Livre					Cativo				
Ano	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo	Economia pela Migração
2021	R\$ 688,16	R\$ 474.983,10	R\$ 183.302,96	R\$ 8.535,07	R\$ 12.000,00	R\$ 14.707,00	R\$ 693.528,13	R\$ 1.007,80	R\$ 704.657,96	R\$ 1.023,97	R\$ 11.129,83
2022	R\$ 703,30	R\$ 478.672,79	R\$ 195.537,46	R\$ 9.395,03	R\$ 12.000,00		R\$ 695.605,28	R\$ 989,06	R\$ 728.779,10	R\$ 1.036,22	R\$ 33.173,82
2023	R\$ 718,77	R\$ 494.143,22	R\$ 181.492,02	R\$ 8.726,66	R\$ 12.422,80		R\$ 696.784,71	R\$ 969,41	R\$ 767.180,61	R\$ 1.067,34	R\$ 70.395,89
2024	R\$ 734,59	R\$ 512.997,09	R\$ 181.467,54	R\$ 8.727,05	R\$ 15.199,58		R\$ 718.391,26	R\$ 977,95	R\$ 804.522,20	R\$ 1.095,20	R\$ 86.130,94
2025	R\$ 750,75	R\$ 526.284,61	R\$ 188.013,08	R\$ 9.040,82	R\$ 17.046,04		R\$ 740.384,55	R\$ 986,19	R\$ 836.978,75	R\$ 1.114,86	R\$ 96.594,21
2026	R\$ 767,27	R\$ 565.556,12	R\$ 191.606,52	R\$ 9.213,83	R\$ 19.461,78		R\$ 785.838,24	R\$ 1.024,21	R\$ 896.121,64	R\$ 1.167,94	R\$ 110.283,40
2027	R\$ 784,15	R\$ 566.867,21	R\$ 197.478,63	R\$ 9.495,55	R\$ 21.628,00		R\$ 795.469,39	R\$ 1.014,44	R\$ 918.028,07	R\$ 1.170,74	R\$ 122.558,68
2028	R\$ 801,40	R\$ 572.593,28	R\$ 210.059,51	R\$ 10.097,28	R\$ 22.851,84		R\$ 815.601,90	R\$ 1.017,73	R\$ 945.095,67	R\$ 1.179,31	R\$ 129.493,77
2029	R\$ 819,03	R\$ 592.992,23	R\$ 220.498,16	R\$ 10.596,87	R\$ 24.527,70		R\$ 848.614,96	R\$ 1.036,13	R\$ 987.605,24	R\$ 1.205,83	R\$ 138.990,28
Total	R\$ 6767,41	R\$ 4.785.089,65	R\$ 1.749.455,88	R\$ 83.828,15	R\$ 157.137,74	R\$ 14.707,00	R\$ 6.790.218,42	R\$ 1.003,37	R\$ 7.588.969,24	R\$ 1.121,40	R\$ 798.750,82
1kNSaz		Livre					Cativo				
Ano	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo	Economia pela Migração
2021	R\$ 5616,82	R\$ 1.493.026,84	R\$ 1.496.127,27	R\$ 69.663,67	R\$ 48.473,81	R\$ 14.707,00	R\$ 3.121.998,59	R\$ 555,83	R\$ 3.381.976,52	R\$ 602,12	R\$ 259.977,93
2022	R\$ 5740,39	R\$ 1.485.520,42	R\$ 1.595.985,85	R\$ 76.682,65	R\$ 57.724,16		R\$ 3.215.913,08	R\$ 560,23	R\$ 3.543.016,64	R\$ 617,21	R\$ 327.103,57
2023	R\$ 5866,67	R\$ 1.499.702,29	R\$ 1.481.346,33	R\$ 71.227,44	R\$ 104.112,66		R\$ 3.156.388,72	R\$ 538,02	R\$ 3.746.360,49	R\$ 638,58	R\$ 589.971,77
2024	R\$ 5995,74	R\$ 1.589.515,22	R\$ 1.481.146,55	R\$ 71.230,59	R\$ 127.036,91		R\$ 3.268.929,26	R\$ 545,21	R\$ 3.988.805,10	R\$ 665,27	R\$ 719.875,83
2025	R\$ 6127,65	R\$ 1.634.507,68	R\$ 1.534.571,55	R\$ 73.791,59	R\$ 142.378,03		R\$ 3.385.248,84	R\$ 552,45	R\$ 4.192.057,65	R\$ 684,12	R\$ 806.808,81
2026	R\$ 6262,45	R\$ 1.888.800,36	R\$ 1.563.901,35	R\$ 75.203,68	R\$ 162.376,08		R\$ 3.690.281,48	R\$ 589,27	R\$ 4.610.412,61	R\$ 736,20	R\$ 920.131,14
2027	R\$ 6400,23	R\$ 1.837.356,23	R\$ 1.611.829,76	R\$ 77.503,11	R\$ 180.348,38		R\$ 3.707.037,48	R\$ 579,20	R\$ 4.729.011,64	R\$ 738,88	R\$ 1.021.974,16
2028	R\$ 6541,03	R\$ 1.821.485,71	R\$ 1.714.515,53	R\$ 82.414,43	R\$ 190.639,99		R\$ 3.809.055,66	R\$ 582,33	R\$ 4.889.348,93	R\$ 747,49	R\$ 1.080.293,26
2029	R\$ 6684,94	R\$ 1.923.810,73	R\$ 1.799.716,29	R\$ 86.492,13	R\$ 204.632,43		R\$ 4.014.651,57	R\$ 600,55	R\$ 5.174.235,33	R\$ 774,01	R\$ 1.159.583,76
Total	R\$ 55235,92	R\$ 15.173.725,47	R\$ 14.279.140,47	R\$ 684.209,30	R\$ 1.217.722,45	R\$ 14.707,00	R\$ 31.369.504,68	R\$ 567,92	R\$ 38.255.224,91	R\$ 692,58	R\$ 6.885.720,23

Fonte: Autora, 2021.

Figura 3 - Resultados dos cenários 0,75kNSaz e 0,75kSaz.

0,75kSaz		Livre					Cativo		Economia pela Migração		
Ano	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo	Economia pela Migração
2021	R\$ 516,13	R\$ 356.238,57	R\$ 137.480,41	R\$ 6.401,45	R\$ 12.000,00	R\$ 14.707,00	R\$ 526.827,44	R\$ 1.020,72	R\$ 528.498,49	R\$ 1.023,96	R\$ 1.671,05
2022	R\$ 527,49	R\$ 359.005,86	R\$ 146.656,50	R\$ 7.046,43	R\$ 12.000,00		R\$ 524.708,80	R\$ 994,73	R\$ 546.589,69	R\$ 1.036,21	R\$ 21.880,90
2023	R\$ 539,09	R\$ 370.608,62	R\$ 136.122,18	R\$ 6.545,15	R\$ 12.000,00		R\$ 525.275,95	R\$ 974,37	R\$ 575.391,13	R\$ 1.067,33	R\$ 50.115,18
2024	R\$ 550,95	R\$ 384.749,20	R\$ 136.103,82	R\$ 6.545,44	R\$ 12.000,00		R\$ 539.398,46	R\$ 979,03	R\$ 603.397,80	R\$ 1.095,19	R\$ 63.999,34
2025	R\$ 563,07	R\$ 394.714,90	R\$ 141.013,09	R\$ 6.780,77	R\$ 12.784,77		R\$ 555.293,53	R\$ 986,18	R\$ 627.740,58	R\$ 1.114,84	R\$ 72.447,05
2026	R\$ 575,46	R\$ 424.169,09	R\$ 143.708,23	R\$ 6.910,53	R\$ 14.596,62		R\$ 589.384,47	R\$ 1.024,19	R\$ 672.098,62	R\$ 1.167,93	R\$ 82.714,15
2027	R\$ 588,12	R\$ 425.152,24	R\$ 148.112,41	R\$ 7.121,83	R\$ 16.221,32		R\$ 596.607,80	R\$ 1.014,43	R\$ 688.528,60	R\$ 1.170,72	R\$ 91.920,80
2028	R\$ 601,06	R\$ 429.446,71	R\$ 157.548,30	R\$ 7.573,13	R\$ 17.139,21		R\$ 611.707,35	R\$ 1.017,71	R\$ 708.829,57	R\$ 1.179,30	R\$ 97.122,21
2029	R\$ 614,28	R\$ 444.746,12	R\$ 165.377,47	R\$ 7.947,84	R\$ 18.396,13		R\$ 636.467,56	R\$ 1.036,11	R\$ 740.712,29	R\$ 1.205,81	R\$ 104.244,73
Total	R\$ 5075,68	R\$ 3.588.831,31	R\$ 1.312.122,42	R\$ 62.872,58	R\$ 127.138,05	R\$ 14.707,00	R\$ 5.105.671,36	R\$ 1.005,91	R\$ 5.691.786,77	R\$ 1.121,39	R\$ 586.115,42
0,75kNSaz		Livre					Cativo		Economia pela Migração		
Ano	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo	Economia pela Migração
2021	R\$ 4212,70	R\$ 1.119.779,08	R\$ 1.122.118,42	R\$ 52.248,83	R\$ 36.355,82	R\$ 14.707,00	R\$ 2.345.209,15	R\$ 556,70	R\$ 2.536.518,48	R\$ 602,11	R\$ 191.309,33
2022	R\$ 4305,38	R\$ 1.114.149,38	R\$ 1.197.013,89	R\$ 57.513,17	R\$ 43.293,69		R\$ 2.411.970,12	R\$ 560,22	R\$ 2.657.301,04	R\$ 617,21	R\$ 245.330,92
2023	R\$ 4400,10	R\$ 1.124.785,38	R\$ 1.111.032,49	R\$ 53.421,67	R\$ 78.085,74		R\$ 2.367.325,28	R\$ 538,02	R\$ 2.809.811,16	R\$ 638,58	R\$ 442.485,88
2024	R\$ 4496,90	R\$ 1.192.146,30	R\$ 1.110.882,65	R\$ 53.424,03	R\$ 95.279,25		R\$ 2.451.732,23	R\$ 545,21	R\$ 2.991.647,96	R\$ 665,27	R\$ 539.915,73
2025	R\$ 4595,83	R\$ 1.225.891,10	R\$ 1.150.952,22	R\$ 55.344,83	R\$ 106.785,28		R\$ 2.538.973,42	R\$ 552,45	R\$ 3.144.090,02	R\$ 684,12	R\$ 605.116,60
2026	R\$ 4696,94	R\$ 1.416.614,64	R\$ 1.172.950,02	R\$ 56.403,92	R\$ 121.784,10		R\$ 2.767.752,67	R\$ 589,27	R\$ 3.457.862,55	R\$ 736,20	R\$ 690.109,88
2027	R\$ 4800,27	R\$ 1.378.030,35	R\$ 1.208.897,06	R\$ 58.128,52	R\$ 135.265,56		R\$ 2.780.319,49	R\$ 579,20	R\$ 3.546.812,99	R\$ 738,88	R\$ 766.493,50
2028	R\$ 4905,88	R\$ 1.366.126,86	R\$ 1.285.912,97	R\$ 61.812,09	R\$ 142.982,38		R\$ 2.856.834,31	R\$ 582,33	R\$ 3.667.067,80	R\$ 747,48	R\$ 810.233,50
2029	R\$ 5013,81	R\$ 1.442.872,06	R\$ 1.349.814,84	R\$ 64.870,42	R\$ 153.476,89		R\$ 3.011.034,21	R\$ 600,55	R\$ 3.880.736,57	R\$ 774,01	R\$ 869.702,36
Total	R\$ 41427,78	R\$ 11.380.395,14	R\$ 10.709.574,55	R\$ 513.167,48	R\$ 913.306,71	R\$ 14.707,00	R\$ 23.531.150,88	R\$ 568,00	R\$ 28.691.848,57	R\$ 692,58	R\$ 5.160.697,70

Fonte: Autora, 2021.

Figura 4 - Resultados dos cenários 0,5kNSaz e 0,5kSaz.

Ano	0,5kSaz					Livre			Cativo			Economia pela Migração
	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo		
2021	R\$ 344,08	R\$ 237.491,55	R\$ 91.651,48	R\$ 4.267,54	R\$ 12.000,00	R\$ 14.707,00	R\$ 360.117,57	R\$ 1.046,61	R\$ 352.328,98	R\$ 1.023,97	R\$ -7.788,59	
2022	R\$ 351,65	R\$ 239.336,40	R\$ 97.768,73	R\$ 4.697,51	R\$ 12.000,00		R\$ 353.802,64	R\$ 1.006,12	R\$ 364.389,55	R\$ 1.036,22	R\$ 10.586,91	
2023	R\$ 359,39	R\$ 247.071,61	R\$ 90.746,01	R\$ 4.363,33	R\$ 12.000,00		R\$ 354.180,95	R\$ 985,51	R\$ 383.590,30	R\$ 1.067,34	R\$ 29.409,35	
2024	R\$ 367,29	R\$ 256.498,55	R\$ 90.733,77	R\$ 4.363,52	R\$ 12.000,00		R\$ 363.595,64	R\$ 989,93	R\$ 402.261,10	R\$ 1.095,20	R\$ 38.665,26	
2025	R\$ 375,37	R\$ 263.142,30	R\$ 94.006,54	R\$ 4.520,41	R\$ 12.000,00		R\$ 373.669,26	R\$ 995,46	R\$ 418.489,38	R\$ 1.114,86	R\$ 44.820,12	
2026	R\$ 383,63	R\$ 282.778,06	R\$ 95.803,26	R\$ 4.606,91	R\$ 12.000,00		R\$ 395.188,23	R\$ 1.030,12	R\$ 448.060,82	R\$ 1.167,94	R\$ 52.872,59	
2027	R\$ 392,07	R\$ 283.433,61	R\$ 98.739,31	R\$ 4.747,77	R\$ 12.000,00		R\$ 398.920,69	R\$ 1.017,47	R\$ 459.014,03	R\$ 1.170,74	R\$ 60.093,34	
2028	R\$ 400,70	R\$ 286.296,64	R\$ 105.029,76	R\$ 5.048,64	R\$ 12.000,00		R\$ 408.375,03	R\$ 1.019,16	R\$ 472.547,84	R\$ 1.179,31	R\$ 64.172,81	
2029	R\$ 409,51	R\$ 296.496,12	R\$ 110.249,08	R\$ 5.298,43	R\$ 12.263,85		R\$ 424.307,48	R\$ 1.036,13	R\$ 493.802,62	R\$ 1.205,83	R\$ 69.495,14	
Total	R\$ 3383,71	R\$ 2.392.544,83	R\$ 874.727,94	R\$ 41.914,08	R\$ 108.263,85	R\$ 14.707,00	R\$ 3.432.157,69	R\$ 1.014,32	R\$ 3.794.484,62	R\$ 1.121,40	R\$ 362.326,93	
Ano	0,5kNSaz					Livre			Cativo			Economia pela Migração
	Montante de energia	Distribuição	Energia	CCEE	Gestão	Migração	Total	R\$/MWh no livre	Despesas (Bandeira Verde)	R\$/MWh no cativo		
2021	R\$ 2808,47	R\$ 746.519,39	R\$ 748.078,95	R\$ 34.832,55	R\$ 24.237,22	R\$ 14.707,00	R\$ 1.568.375,10	R\$ 558,45	R\$ 1.691.012,32	R\$ 602,11	R\$ 122.637,22	
2022	R\$ 2870,25	R\$ 742.766,25	R\$ 798.009,26	R\$ 38.342,11	R\$ 28.862,46		R\$ 1.607.980,08	R\$ 560,22	R\$ 1.771.534,02	R\$ 617,21	R\$ 163.553,94	
2023	R\$ 2933,40	R\$ 749.856,92	R\$ 740.688,32	R\$ 35.614,45	R\$ 52.057,16		R\$ 1.578.216,86	R\$ 538,02	R\$ 1.873.207,44	R\$ 638,58	R\$ 294.990,59	
2024	R\$ 2997,93	R\$ 794.764,20	R\$ 740.588,43	R\$ 35.616,02	R\$ 63.519,50		R\$ 1.634.488,15	R\$ 545,21	R\$ 1.994.431,97	R\$ 665,27	R\$ 359.943,82	
2025	R\$ 3063,89	R\$ 817.260,73	R\$ 767.301,48	R\$ 36.896,55	R\$ 71.190,19		R\$ 1.692.648,95	R\$ 552,45	R\$ 2.096.060,01	R\$ 684,12	R\$ 403.411,07	
2026	R\$ 3131,29	R\$ 944.409,76	R\$ 781.966,68	R\$ 37.602,61	R\$ 81.189,40		R\$ 1.845.168,45	R\$ 589,27	R\$ 2.305.241,70	R\$ 736,20	R\$ 460.073,25	
2027	R\$ 3200,18	R\$ 918.686,90	R\$ 805.931,37	R\$ 38.752,35	R\$ 90.175,71		R\$ 1.853.546,33	R\$ 579,20	R\$ 2.364.541,99	R\$ 738,88	R\$ 510.995,67	
2028	R\$ 3270,58	R\$ 910.751,24	R\$ 857.275,31	R\$ 41.208,06	R\$ 95.321,59		R\$ 1.904.556,20	R\$ 582,33	R\$ 2.444.711,87	R\$ 747,48	R\$ 540.155,66	
2029	R\$ 3342,54	R\$ 961.914,71	R\$ 899.876,56	R\$ 43.246,95	R\$ 102.317,92		R\$ 2.007.356,14	R\$ 600,55	R\$ 2.587.157,71	R\$ 774,01	R\$ 579.801,57	
Total	R\$ 27618,52	R\$ 7.586.930,10	R\$ 7.139.716,36	R\$ 342.111,65	R\$ 608.871,14	R\$ 14.707,00	R\$ 15.692.336,25	R\$ 568,18	R\$ 19.127.899,05	R\$ 692,58	R\$ 3.435.562,79	

Fonte: Autora, 2021.

ANEXO A

Artigo: Encargo de Energia de Reserva

O que é energia de reserva?

Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a energia de reserva tem o propósito de garantir mais segurança ao fornecimento energético no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse tipo de energia está presente no Brasil desde 2008 e é regulamentado pelo decreto nº 6.353/2008. Existem usinas que são contratadas especificamente para complementar o fornecimento no ACR, formado por consumidores cativos, e a negociação ocorre por meio dos Leilões de Energia de Reserva (LER).

Tal contratação é feita por meio dos Contratos de Energia de Reserva (CER), os quais formalizam o processo entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE. Neste caso, a CCEE atua como representante dos agentes de consumo, inclusive dos consumidores livres — que são aqueles que fazem parte do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A quantidade de energia a ser contratada e quais serão as fontes fornecedoras são definidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) de acordo com estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Além disso, essa dinâmica de contratação pode sofrer a taxaçoão do Encargo de Energia de Reserva (EER), que é cobrado de todos os consumidores que fazem parte do SIN.

O que é o Encargo de Energia de Reserva (EER)?

O Encargo de Energia de Reserva (EER) se refere à tarifa cobrada para cobrir todos os custos relacionados à contratação da energia de reserva, tais como despesas administrativas, financeiras e tributárias. O encargo está previsto no decreto nº 6.353/2008 e na Resolução Normativa Aneel nº 337/2008 e o seu valor é rateado entre todos os usuários finais do SIN.

O rateio é feito com base no consumo energético de cada usuário liquidado nos últimos 12 meses, o que significa que aqueles que tiveram um consumo maior acabarão pagando mais pelo EER. O preço do encargo é determinado de acordo com as Regras de Comercialização de energia elétrica vigentes e é a CCEE a responsável por recolher a tarifa, a qual é cobrada desde 2009.

A gestão desse recurso financeiro, por sua vez, é feita pela Conta de Energia de Reserva (Coner), a qual deve receber o EER e pagar os agentes vendedores de acordo com os termos estabelecidos nos CER. Além disso, também deve receber eventuais multas referentes à energia de reserva e também referentes à inadimplência no pagamento do EER.

Quando o Encargo de Energia de Reserva é cobrado?

A energia de reserva gerada pelas usinas contratadas é liquidada mensalmente pelo Mercado de Curto Prazo, que, de acordo com a CCEE, “pode ser

definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes.”

O valor dessa energia é abonado no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), mas, quando o PLD está muito baixo e o montante arrecadado não é suficiente para cobrir todas as despesas referentes à operação de fornecimento de energia, há a necessidade de se cobrar o EER. Isso viabiliza o equilíbrio financeiro da Coner. Dessa forma, a cobrança do EER garante que as usinas recebam o necessário para cobrir suas respectivas receitas fixas. Por garantia, a CCEE mantém uma parte do valor arrecadado como um “saldo extra” na Coner como segurança caso haja inadimplência de algum usuário.

A Resolução Normativa Aneel nº 337/2008 estabelece que os usuários de energia de reserva são os “agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida), agentes de geração com perfil de consumo e agentes de exportação participantes da CCEE.”

Importante reforçar que agentes que não efetuarem o pagamento do EER e ficarem inadimplentes correm o risco de serem desligados da CCEE caso não regularizem sua situação o mais breve possível. De qualquer forma, o fato é que o EER não é cobrado todos os meses, pois depende do montante arrecadado e do valor abatido no PLD. Vale se planejar para que, caso haja a cobrança, o pagamento seja feito e não haja o risco de inadimplência.

Qual a importância da energia de reserva para o setor?

Agora que você já sabe o que é energia de reserva, é importante ter clareza sobre sua importância para todo o mercado. Como explicamos, seu propósito é garantir o fornecimento de energia para todo o Sistema Interligado Nacional, mesmo quando há um aumento da demanda, mas sua relevância vai além disso.

A energia de reserva também proporciona um mercado mais diverso por meio da construção de usinas que fornecem fontes complementares às usinas hidrelétricas, como fontes renováveis (energia solar, eólica e biomassa) e também de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Dessa forma, o setor não corre o risco de sofrer um déficit de fornecimento caso haja escassez de água, por exemplo. Em uma situação como essa, o abastecimento é assegurado pelas usinas de energia de reserva.

Referências

Esfera Energia. **O que é energia de reserva e quando ocorre a cobrança do EER?**. Disponível em: <http://esferaenergia.com.br/blog/o-que-energia-reserva/>. Acesso em: 25 de maio de 2021.