



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia

Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica: Uma Análise Comparativa Considerando Autogeração de Energia

Autor: Ana Luísa de Brito Fagundes

Orientador: Alex Reis

Brasília, DF

2021



Ana Luísa de Brito Fagundes

**Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica: Uma
Análise Comparativa Considerando Autogeração de
Energia**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Alex Reis

Brasília, DF

2021

Ana Luísa de Brito Fagundes

Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica: Uma Análise Comparativa Considerando Autogeração de Energia/ Ana Luísa de Brito Fagundes. – Brasília, DF, 2021-

50 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2021.

I. Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica: Uma Análise Comparativa Considerando Autogeração de Energia

CDU 02:141:005.6

Ana Luísa de Brito Fagundes

Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica: Uma Análise Comparativa Considerando Autogeração de Energia

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 01 de junho de 2021:

Alex Reis
Orientador

Prof. Loana Nunes Velasco (UnB - FGA)
Membro Convidado 1

Eng. Augusto Cesar Oliveira Dias (INFRA - UnB)
Membro Convidado 2

Brasília, DF
2021

Agradecimentos

Agradeço inicialmente a minha mãe Margareth de Brito Alves, por ter me dado todo o apoio e suporte necessário para que eu pudesse fazer o meu curso de graduação, me incentivando e dando suporte para que eu superasse todos os obstáculos encontrados no meio desta jornada.

Agradeço também a minha família e amigos, por sempre me acolherem e compreenderem que, mesmo distante, todos eles se encontram presentes no meu coração e que todos são fundamentais para o meu sucesso.

Agradeço imensamente à professora Marília Miranda Forte Gomes, orientadora que me mostrou com muito carinho e paciência os primeiros passos para a escrita científica, sendo para mim uma amiga para toda a vida.

Agradeço também ao professor Alex Reis, meu orientador deste Trabalho de Conclusão de Curso, pelo seu suporte, correções e incentivos essenciais para que eu conseguisse realizar este trabalho.

E a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigada.

Resumo

O presente trabalho tem por objetivo a realização de uma análise comparativa entre as modalidades de contratação de energia elétrica via o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando unidades consumidoras que possuem sistema de geração de energia solar fotovoltaica. Para isso, foi feito um levantamento bibliográfico acerca das modalidades de contratação de energia, abrangendo as características do ACR, do ACL e o processo de adesão à CCEE (Camãra de Comercialização de Energia Elétrica). De posse de tais informações, desenvolveu-se um estudo de caso, de forma a identificar a melhor modalidade para os perfis de consumo dos campi da Universidade de Brasília. Os cenários avaliados consideram os campi de forma individualizada, com perfis de consumo do ano de 2019 e a perspectiva de potência instalada de geração própria para o ano de 2022. Por fim, a partir destes quatro cenários de análise, constatou-se que o melhor resultado foi a partir do modelo de contratação no mercado livre utilizando contratos de energia 50% incentivada.

Palavras-chaves: Ambiente de Contratação Livre; Ambiente de Contratação Regulado; Geração Distribuída; Alocação de Geração Própria.

Abstract

The present work aims to carry out a comparative analysis between the modalities of contracting electricity via the Regulated Contracting Environment (ACR) and Free Contracting Environment (ACL), considering consumer units that have a photovoltaic solar energy generation system. For this, a literature review was carried out on the modalities of energy contracting, covering the characteristics of these scenarios and the process of joining the CEEC (Chamber of Electric Energy Commercialization). Thus, a case study was developed in order to identify the best modality for the consumption profiles of the campuses of the University of Brasília. The scenarios evaluated consider the campuses individually, with consumption profiles for the year 2019 and the perspective of installed power of own generation for the year 2022. Finally, from these four analysis scenarios, it was found that the best result was based on the free market contracting model using 50% incentivized energy contracts.

Key-words: Free Contracting Environment; Regulated Contracting Environment; Distributed Generation; Own Generation Allocation.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Fluxograma com o processo completo para adesão à CCEE.	20
Figura 2 – Diferenças entre os tipos de modulação de energia.	24
Figura 3 – Diferença percentual entre os resultados da modalidade horária azul e verde por campus, considerando também a comparação entre a geração de energia.	38
Figura 4 – Diferença percentual entre os resultados da contratação de energia incentivada (50%) e convencional por campus, considerando também a comparação entre a geração de energia.	43
Figura 5 – Gráficos de Economia Acumulada do ACL comparando as Modalidades Tarifárias no ACR.	44
Figura 6 – Projeção PLD considerando diferentes submercados.	47

Lista de tabelas

Tabela 1 – Requisitos Legais necessários para enquadramento nas categorias de microgeração e minigeração distribuída.	16
Tabela 2 – Requisitos Mínimos para Adesão ao ACL por período.	22
Tabela 3 – Representação de usinas de energia incentivada a partir da sua potência injetada, considerando a Lei nº 9427/96.	23
Tabela 4 – Tarifas de aplicação para o subgrupo A4.	33
Tabela 5 – Consumo horário de ponta (C.P), consumo horário fora de ponta (C.FP), demanda horária de ponta (D.P) e demanda horária fora de ponta (D.FP) dos campi da Universidade de Brasília do ano de 2019.	34
Tabela 6 – Mensuração da quantidade de energia gerada (kWh) por mês em cada usina.	36
Tabela 7 – Análise de custos entre os cenários do ACR e percentual de economia devido à geração distribuída. Os resultados dos custos não estão descontando o valor da economia.	37
Tabela 8 – Cálculo de Tarifa máxima no ACL considerando os custos obtidos pelas modalidades tarifárias no ACR.	40
Tabela 9 – Análise linear da tarifa de energia no ACL nos primeiros anos de contratação até a estabilização de preços considerando contratos de longo prazo.	40
Tabela 10 – Valores de perdas no sistema e Encargos de Serviço e Sistema(ESS) para todos os submercados em 2019.	41
Tabela 11 – Análise de custos entre os cenários do ACL e percentual de economia devido à Alocação de Geração Própria.	42
Tabela 12 – Resultados finais de custo anual de cada cenário, considerando a economia das usinas de geração	45

Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
COFINS	Contribuição para Financiamento de Seguridade Social
ESS	Encargo de Serviços e Sistemas
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MCP	Mercado de Curto Prazo
PIS	Plano de Seguridade Social
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UnB	Universidade de Brasília

Sumário

1	ASPECTOS GERAIS	12
1.1	INTRODUÇÃO	12
1.2	OBJETIVOS	13
1.2.1	Objetivo Geral	13
1.2.2	Objetivos Específicos	13
1.3	ESTRUTURA DO TEXTO	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO (ACR)	15
2.1.1	ASPECTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO ACR	15
2.1.2	ASPECTOS FINANCEIROS NO ACR	16
2.2	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)	18
2.2.1	ADESÃO À CCEE	18
2.2.2	AGENTES PARTICIPANTES DO ACL	20
2.2.3	CONTRATOS NO ACL	22
2.2.3.1	Tipos de Energia e Descontos nas Tarifas de Uso	22
2.2.3.2	Sazonalização e Modulação dos Contratos	23
2.2.3.3	Mercado de Curto Prazo (MCP)	24
2.2.3.4	Encargos	25
2.2.3.5	Alocação de Geração Própria	25
2.2.4	ASPECTOS FINANCEIROS NO ACL	26
2.2.5	ADESÃO NO ACL ATRAVÉS DE UMA COMERCIALIZADORA	27
3	METODOLOGIA	29
3.1	METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS NO ACR	29
3.2	METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS NO ACL	30
3.3	METODOLOGIA DE CÁLCULO DA GERAÇÃO DA USINA	32
4	ESTUDO DE CASO - UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA	33
4.1	INFORMAÇÕES GERAIS	33
4.2	MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA	35
4.3	ANÁLISE PARA O ACR	37
4.4	ANÁLISE PARA O ACL	39
4.4.1	Custos Iniciais	39
4.4.2	Cálculo da Tarifa de Energia	39
4.4.3	Custos de Contribuição Associativa e Encargos de Serviço de Sistema	41

4.4.4	Modelagem da Alocação de Geração Própria	41
4.4.5	Custos no ACL	41
5	RESULTADOS	45
	REFERÊNCIAS	48

1 ASPECTOS GERAIS

1.1 INTRODUÇÃO

A migração para o ambiente de comercialização livre de energia vem se mostrando uma possibilidade cada vez mais vantajosa frente aos constantes aumentos no sistema de tarifação de energia no mercado cativo. Em 2020, o valor das tarifas de energia por região tiveram um aumento médio de 71,8% quando comparado com 2016, afetando principalmente a classe de consumo rural, com aumento de 93,0% na tarifação e o serviço público, com 86,6% (EPE, 2021). Neste mesmo período, o número de agentes na CCEE teve um aumento de 50%, o que pretende aumentar nos próximos anos, uma vez que a demanda mínima de energia para migração passará por reduções significativas até 2023 (BRASIL, 2018).

As vantagens estabelecidas no processo de migração para o mercado livre não atraem somente empresas privadas. Em 2017, 34 Unidades Consumidoras do Poder Público Federal localizadas no Distrito Federal fizeram uma licitação para serviços técnicos de consultoria para facilitação do processo de migração, com potencial de redução de 20% nos custos de energia (BRASIL, 2017). O Instituto de Tecnologia do Paraná (Tecpar) foi a primeira estatal do Paraná a fazer o processo de migração em 2020, economizando cerca de 10% no primeiro mês no mercado livre (TECPAR, 2020). A Universidade Estadual de Campinas foi a primeira e única universidade pública a adentrar o mercado livre desde 2002, economizando mais de R\$ 51 milhões em contratos de compra de energia (UNICAMP, 2022). Além disso, foram feitos diversos estudos de caso para migração de Universidades Federais, sendo eles: Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2018, prevendo uma economia de 23% no primeiro ano de migração (RIZKALLA, 2018); Universidade Federal de Goiás em 2019, prevendo uma economia de cerca de 8% no primeiro ano de migração (NAVES; SILVEIRA, 2019) e Universidade Federal do Tocantins em 2021, prevendo uma economia de 12% no primeiro ano de migração (IMBIRIBA, 2021).

Outra abordagem que vem ganhando destaque nos últimos anos é a de autoprodução de energia, que também está crescendo, porém ainda em taxas mais modestas, considerando 3,8% comparando 2020 com o último ano (EPE, 2021). Apesar disso, esta possibilidade consegue trabalhar com abordagens atrativas, como a diminuição da dependência energética da unidade consumidora com fornecedores de energia, flexibilidade na escolha do tipo de geração considerando as características locais, além da diminuição do impacto ambiental, uma vez que grande parte das alternativas para autoprodução de energia são advindas de fontes sustentáveis, como a energia solar, eólica e biomassa, por exemplo (MATTOS, 2017).

Assim, o objetivo deste trabalho é a análise comparativa entre cenários de contratação de energia dentro do mercado livre e do mercado cativo, considerando a utilização de geração de energia elétrica através de plantas fotovoltaicas instaladas em cada um dos campi da Universidade de Brasília. A análise será feita individualmente para cada carga, com o objetivo de verificar o custo benefício considerando suprimentos de consumo maiores e menores por parte da geração. Adicionalmente, pretende-se contabilizar o retorno econômico proporcionado pela usina em cada tipo de mercado, considerando as restrições da geração distribuída no mercado regulado e da alocação de geração própria no mercado livre.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo principal a análise de requisitos de enquadramento da Universidade de Brasília (UnB) em duas modalidades de contratação para fornecimento de energia: Geração Distribuída dentro do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou Alocação de Geração Própria dentro do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Após a análise de requisitos necessários para enquadramento em cada um desses cenários, um estudo de caso foi realizado, aplicando os dados de faturas do ano de 2019, considerando a potência instalada de produção de energia das plantas solares.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Analisar os aspectos gerais do ACR e os regulamentos para utilização de geração distribuída;
- Contabilizar os custos referentes às modalidades tarifárias horária verde e horária azul, dentro do ACR;
- Identificar e analisar os procedimentos necessários para adesão à CCEE como um consumidor, tendo em vista a possibilidade de alocação de geração própria no processo de contratação de energia;
- Contabilizar os custos referentes à contratação de energia convencional ou incentivada dentro do ACL;
- Verificar custo-benefício da contratação de um agente varejista para gestão dos processos dentro da CCEE;

- Aplicar os cálculos necessários para a análise de viabilidade nos dois ambientes de contratação a partir de um estudo de caso.

1.3 ESTRUTURA DO TEXTO

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi estruturado em 5 capítulos. No primeiro capítulo é apresentado os aspectos gerais do trabalho, bem como a introdução ao tema, objetivos almejados e a estruturação do texto.

O segundo capítulo tem como objetivo a construção de um referencial teórico sobre o Ambiente de Contratação Regulado e o Ambiente de Contratação Livre, suas principais características e processo de tarifação, tratando também um pouco sobre as regulamentações para Geração Distribuída, no caso do ACR, e as análises de Alocação de Geração Própria, no caso do ACL.

O terceiro capítulo aborda a metodologia de cálculos que será utilizada para comparar os dois ambientes de comercialização, considerando em ambos os cenários a auto-produção de parte da energia elétrica através de plantas fotovoltaicas.

O quarto capítulo apresenta o estudo de caso da Universidade de Brasília, aplicando as fórmulas descritas na metodologia.

Por fim, no quinto capítulo é apresentada uma comparação entre os cenários, a análise e as conclusões finais do trabalho.

2 Fundamentação Teórica

Esta seção apresenta os fundamentos teóricos que subsidiam o desenvolvimento deste trabalho.

2.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO (ACR)

O Ambiente de Contratação Regulado é o segmento do mercado de comercialização de energia em que as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas entre os agentes vendedores e agentes de distribuição (BRASIL, 2004a). Os agentes de distribuição estão vinculados a áreas de concessão para a prestação de serviços públicos de distribuição de energia e contratam sua energia através de leilões realizados pela CCEE e homologados pela ANEEL. Nestes casos, prevalece o sistema de modicidade tarifária, ou seja, a escolha do vendedor de energia é feita a partir do critério de menor preço, com o objetivo de favorecer a tarifa justa para todas as unidades consumidoras.

A unidade consumidora que opte pelo fornecimento de energia através do mercado cativo deve firmar um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com a distribuidora responsável por sua área de concessão. Este consumidor é denominado como consumidor cativo, sendo que ele só é permitido de comprar energia da distribuidora contratada, não podendo participar do mercado livre (ANEEL, 2018a).

2.1.1 ASPECTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO ACR

A definição de Geração Distribuída (GD) é divergente na literatura. Seguindo a proposta de definição sugerida por (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008) a partir de revisão bibliográfica:

“A Geração Distribuída é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.”

Além desta definição, em termos jurídicos, considera-se o que está predisposto na Resolução Normativa nº 687/2015, no que concerne à definição de microgeração e minigeração distribuída (ANEEL, 2015):

“Central geradora de energia elétrica que utilize cogeração qualificada, conforme regulação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.”

As unidades consumidoras que pretendem se tornar geradores precisam atender alguns requisitos legais para poderem injetar potência ativa na rede de distribuição local. As categorias de enquadramento se encontram na tab. 1.

Tabela 1 – Requisitos Legais necessários para enquadramento nas categorias de microgeração e minigeração distribuída.

Tipo de Geração	Potência Instalada	
Microgeração Distribuída	—	75 kW
Minigeração Distribuída	>75 kW	≤ 3 MW para fontes hídricas; ≤ 5 MW para cogeração qualificada.

Fonte: (ANEEL, 2015).

Os consumidores que se enquadrem nos requisitos necessários para serem considerados micro ou minigeradores podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, ou seja, a energia ativa injetada no sistema de distribuição por essas unidades consumidoras é cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora e é transformada em créditos de energia ativa que podem ser consumidos em até 60 meses. Vale citar que esse sistema não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

Atualmente, o sistema de compensação desconsidera as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e encargos em cima da energia injetada pela unidade consumidora. Assim sendo, o consumidor paga apenas por esses componentes sobre a diferença, se esta existir, entre o consumido e o gerado e injetado na rede de distribuição de acordo com o posto e modalidade tarifária que o consumidor se enquadre. Este cenário poderá sofrer mudanças, conforme o Projeto de Lei nº 5819/2019, que propõe a redução de 50% nas tarifas de uso e encargos para os consumidores, sendo que esta regra se tornará efetiva em até 12 meses da publicação da lei, caso esta seja aprovada (BRASIL, 2021).

2.1.2 ASPECTOS FINANCEIROS NO ACR

O processo de tarifação no ACR é composto por quatro custos distintos:

- Tarifa de energia gerada: Determinada a partir dos leilões de energia;
- Tarifa de transporte de energia: Determinada a partir de regulamentação da ANEEL e considera os custos de transmissão da geradora até a distribuidora (denominada TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) e da distribuidora até a unidade

consumidora (denominada TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). Pode ser chamada também como tarifa de fio.

- Encargos setoriais: São custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias e instituídos por lei, já inclusos na Tarifa de Energia (TE) e na TUSD. Entram nesses encargos ([ANEEL, 2017b](#)):
 - Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
 - Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA);
 - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH);
 - Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e de Energia de Reserva (EER);
 - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
 - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE);
 - Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS).
- Tributos: São pagamentos compulsórios devidos ao poder público e estão embutidos nos preços de bens e serviços de forma geral ([ANEEL, 2017a](#)). Os tributos incidentes na conta de energia são:
 - Programas de Integração Social (PIS);
 - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins);
 - Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP);
 - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

Os consumidores do ACR são classificados de acordo com o grupo e a modalidade tarifária que estes participam ([ANEEL, 2017c](#)). Existem dois grupos, o grupo A, que são consumidores de alta tensão (subgrupos A1, A2 e A3), média tensão (subgrupos A3a e A4) e sistemas subterrâneos (subgrupo AS). São duas modalidades tarifárias para esse grupo, a tarifa horária azul, que diferencia as tarifas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. Já a tarifa horária verde possui uma tarifa única de potência e tarifas de consumo de energia que variam de acordo com as horas de utilização do dia.

O segundo grupo é o B, que compreende consumidores de baixa tensão das classes residencial (subgrupo B1), rural (subgrupo B2), demais classes (subgrupo B3) e iluminação pública (subgrupo B4). Para esse grupo, o sistema de tarifação é do tipo monômnia, que considera uma tarifa única para consumo de energia elétrica. A outra possibilidade é a tarifa horária branca, que possui valores diferenciados para consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

A segunda possibilidade existente de comercialização de energia no Brasil é o Ambiente de Contratação Livre. Este ambiente se caracteriza por permitir relações comerciais livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, o que permite mais flexibilidade na escolha de comercializadoras e contratos de energia mais vantajosos, além da possibilidade de aplicação de estratégias que contornam variações de preços através de contratações de energia de longo prazo ou utilização de múltiplos contratos.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é a instituição responsável por viabilizar as atividades de compra e venda de energia, atuando desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e venda no mercado de curto prazo (BRASIL, 2004b). Entre suas atribuições, destaca-se:

- Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
- Fazer a gestão de contratos do ACR e do ACL;
- Manter registros de dados de energia gerada e consumida;
- Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da ANEEL e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nestes leilões;
- Apurar infrações e aplicar penalidades cometidas por agentes do mercado;
- Fomenta discussões e promove cursos de capacitação voltados ao aprimoramento do mercado e atendimento às regras de comercialização.

Para se tornar um consumidor livre, é necessário cumprir os requisitos legais e se tornar um agente da CCEE, porém é possível ser representado por outro agente participante da câmara para efeitos de contabilização e liquidação (CCEE, 2021b).

2.2.1 ADESÃO À CCEE

Inicialmente, caso o consumidor esteja em um contrato de energia no mercado cativo, é necessário informar a distribuidora que a unidade consumidora não contratará mais energia neste ambiente. Para isso, é necessário efetuar uma carta denúncia de contrato à distribuidora, que precisa respeitar os prazos previstos no contrato de fornecimento para evitar possíveis multas de rescisão contratual antecipada. Também é importante verificar o período de antecedência necessário para avisar a distribuidora da migração. Além disso, o processo de se tornar um agente na CCEE precisa ser concluído antes do final do fornecimento, uma vez que, se a energia não for comprada, o consumidor precisará ter sua demanda suprida pelo mercado regulado e isso acarretará em multas (CCEE, 2019c).

O processo de adesão à CCEE começa pela inserção dos dados de pré-cadastro no sistema para geração do boleto do emolumento de adesão. O agente pode optar por se auto representar ou ser representado. No segundo cenário, o agente precisa indicar no sistema da CCEE o usuário ou empresa que fará essa representação, sendo que esta será responsável por todos os atos inerentes à operacionalização dos processos na Câmara, porém os resultados dessas operações são lançados no nome do agente representado.

Depois dessa etapa, o processo de adesão à CCEE compreende duas etapas distintas e que ocorrem de forma paralela: a habilitação técnica e a comercial.

Começando pela habilitação comercial, após o processamento e confirmação do pagamento, há a necessidade da abertura de conta corrente específica com o mesmo CNPJ utilizado na primeira etapa para fins de liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP). O usuário também precisa realizar o cadastro dos contatos vinculados à empresa, configurando o tipo de relacionamento, os sistemas que estes contatos terão acesso e as responsabilidades atribuídas a cada um.

No caso de representação, existem três possibilidades: O representante operacional total, que possui todas as responsabilidades em relação à empresa representada, com exceção dos aspectos financeiros; o representante operacional parcial, que possui responsabilidades limitadas conforme as opções de acesso e responsabilidades que foram configuradas para ele e por último o representante contábil, onde a empresa representante responde por todas as responsabilidades da empresa representada, incluindo a financeira (é possível apenas na representação varejista).

Após a conclusão do cadastro, a CCEE disponibiliza a análise de requisitos em até cinco dias úteis da data de recebimento da documentação, podendo solicitar informações adicionais, caso necessário, tendo também cinco dias úteis para finalizar a análise após o recebimento da complementação documental.

Seguindo para a habilitação técnica, é necessário a implantação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), que é responsável pela contabilização dos dados de consumo e geração para faturamento em uma unidade consumidora, sendo composto pelos medidores principal (e retaguarda, de forma opcional), pelos transformadores para instrumentos - TI (contempla um Transformador Potencial - TP e de Corrente - TC), pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento (ONS, 2021).

Além dos equipamentos físicos, o SMF contempla as seguintes etapas:

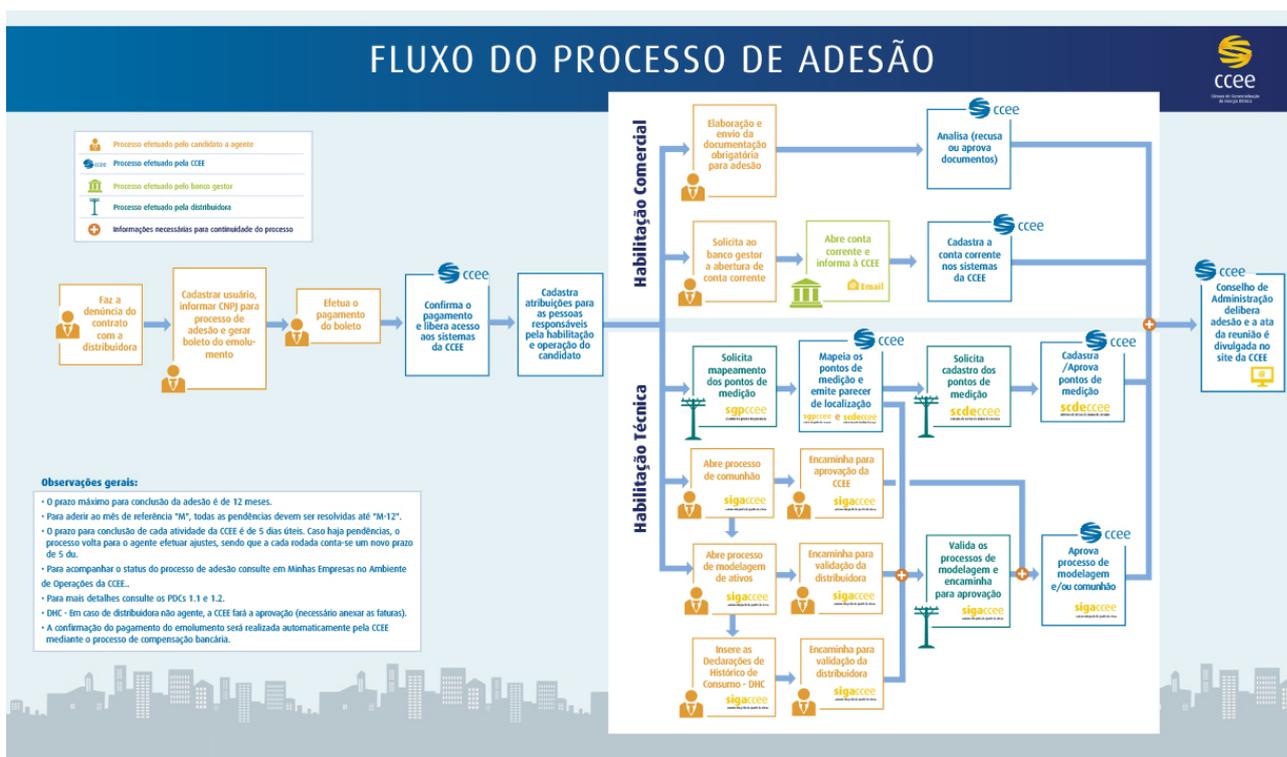
1. Solicitação do mapeamento do ponto de medição para a CCEE: É necessário enviar pelo sistema da CCEE uma descrição do empreendimento, o diagrama unifilar da instalação, o ato de outorga do Poder Concedente, documento emitido pelo ONS indicando a modalidade de operação da usina (nos casos de empreendimentos de

geração) e o Parecer de acesso emitido pelo ONS ou pela distribuidora. A solicitação é validada no sistema em até cinco dias úteis;

2. Elaboração e aprovação de projeto de medição, conforme procedimento da CCEE;
3. Montagem dos equipamentos;
4. Estabelecimento de link de comunicação com a CCEE para acesso aos medidores;
5. Comissionamento e cadastro dos pontos de medição.

Por fim, haverá uma deliberação do Conselho de Administração da CCEE (CAD) sobre o processo de adesão, que ocorrerá em até oito dias úteis do início do mês vigente, que terá o resultado comunicado pelo sistema em até um dia útil após a deliberação do Cad e publicado na plataforma em até dois dias úteis. Na fig. 1 é possível acompanhar o fluxo de processo de adesão na CCEE.

Figura 1 – Fluxograma com o processo completo para adesão à CCEE.



Fonte: (CCEE, 2021a).

2.2.2 AGENTES PARTICIPANTES DO ACL

Os agentes de mercado no Ambiente de Contratação Livre são divididos em categorias correspondentes a cada etapa do processo de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica. A etapa de transmissão é a única que não possui agentes por não

ocorrer vendas de energia (CCEE, 2021b). Assim, as classes de cada categoria de agentes é dividida da seguinte forma:

- **Geração:** Participam dessa categoria concessionários de serviço público de geração, que são empresas que possuem concessão para exploração de ativos de geração a título de serviço público; produtores independentes de energia elétrica, que possuem autorização para produção e comercialização de energia; e autoprodutores, que possuem autorização para produção de energia destinada a seu uso exclusivo.
- **Distribuição:** Participam dessa categoria empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições reguladas pela ANEEL.
- **Comercialização:** Participam dessa categoria importadores e exportadores de energia; comercializadoras, que podem comprar e vender contratos de energia; varejistas, que são responsáveis por unidades consumidoras e geradoras representadas por eles perante a CCEE; e consumidores livres e especiais, que necessitam de demanda mínima para comercializar energia no ACL.

Levando em consideração a classe de consumidores, existem dois tipos distintos: os consumidores livres e os consumidores especiais. Os consumidores livres podem escolher seu fornecedor de energia por meio de negociação livre. Já os consumidores especiais possuem o direito de adquirir energia apenas de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais. Os requisitos para adesão ao mercado livre de acordo com a legislação vigente para ambos estão disponíveis na tab. 2.

Tabela 2 – Requisitos Mínimos para Adesão ao ACL por período.

Ano de Vigência	Consumidor Livre		Consumidor Especial	
	Demanda Mínima (kW)	Tensão Mínima de Fornecimento	Demanda Mínima (kW)	Tensão Mínima de Fornecimento
Ligação até 07/07/1995	3000	69 kV	500	2,3 kV ou atendimento subterrâneo
Ligação após 07/07/1995	3000	-	500	2,3 kV ou atendimento subterrâneo
01/07/2019	2500	-	500	2,3 kV ou atendimento subterrâneo
01/01/2020	2000	-	500	2,3 kV ou atendimento subterrâneo
01/01/2021	1500	-	500	2,3 kV ou atendimento subterrâneo
01/01/2022	1000	-	500	2,3 kV ou atendimento subterrâneo
01/01/2023	500	-	500	2,3 kV ou atendimento subterrâneo

Fonte: (BRASIL, 2004a), (BRASIL, 2019) e (BRASIL, 2018).

2.2.3 CONTRATOS NO ACL

A comercialização de energia elétrica no ACL é realizada por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) e possuem cláusulas, condições de atendimento e precificação negociadas livremente entre as partes interessadas. Esses contratos são subdivididos de acordo com a usina que o originou e se estes possuem características específicas para se enquadrarem no critério de desconto nas Tarifas de Uso do sistema. Também é necessário definir a modulação do consumo, a vigência e os montantes de energia contratada.

2.2.3.1 Tipos de Energia e Descontos nas Tarifas de Uso

De acordo com a REN 77/2004 da ANEEL (ANEEL, 2016), é possível classificar a energia em dois tipos distintos, para fins de redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

- Energia Incentivada: Energia advinda de fontes alternativas. Para tornar esse tipo de usina competitiva no mercado, há a possibilidade de se aplicar descontos que variam de 50% até 100% no valor de TUSD e TUST, sendo que estes descontos também incidem na energia advinda de autoprodução. Cada fonte possui diferentes limites de potência injetada para se ter o direito de aplicar essa redução, como pode ser visto na tab.3.

Tabela 3 – Representação de usinas de energia incentivada a partir da sua potência injetada, considerando a Lei nº 9427/96.

Fonte de Energia	Anteriores à 2016	A partir de 2016
Solar	Potência injetada menor que 30 MW	Potência injetada menor que 50 MW
Eólica	Potência injetada menor que 30 MW	Potência injetada menor que 300 MW
Biomassa	Potência injetada menor que 50 MW*	Potência injetada menor que 300 MW
Hidroelétricas	Potência injetada menor que 50 MW*	Potência injetada menor que 50 MW*
Cogeração Qualificada	Potência injetada menor que 30 MW	Potência injetada menor que 300 MW
Demais fontes	Classificadas como energia convencional independente da potência injetada	

* A biomassa e os empreendimentos hidrelétricos são considerados como energia incentivada especial (parcial) na faixa de 30 MW e 50 MW devido à lei 13.299/16, o que configura descontos degradados na TUSD e TUST além de algumas especificidades no processo de venda da energia nestes casos. Fonte: (BRASIL, 2016).

- Energia Convencional: Energia advinda de fontes alternativas, quando estas ultrapassam os limites de potência injetada para serem consideradas incentivadas e demais fontes de geração (gás, carvão, óleo, energia nuclear), independente da potência injetada. Também é considerado energia convencional qualquer tipo de fonte de geração com potência injetada acima de 300 MW. Este tipo de energia não possui nenhum tipo de desconto nas Tarifas de Uso do Sistema.

Também é possível classificar a energia de acordo com a contratação feita no ACL, que pode ser de energia especial, feita por consumidores livres ou especiais e a energia não especial, que só pode ser contratada por consumidores livres. Assim, de forma resumida:

- Energia Incentivada Especial e Energia Incentivada Não Especial: Passível de redução no sistema de tarifação de energia;
- Energia Convencional Especial e Energia Convencional Não Especial: Não recebe nenhum tipo de redução nas tarifas.

A escolha do tipo de usina para fornecimento de energia influencia diretamente nos custos do contrato, cabendo ao usuário ou varejista averiguar a melhor estratégia de contratação para aumento de custo benefício, sendo que o desconto vale para autoprodutores de energia especial. Não obstante, o autoprodutor pode adquirir energia não especial até o limite de 49% da garantia física de suas usinas. Caso esse limite seja ultrapassado, o desconto na TUSD/TUST relacionados ao uso de energia incentivada é desconsiderado (CCEE, 2021f).

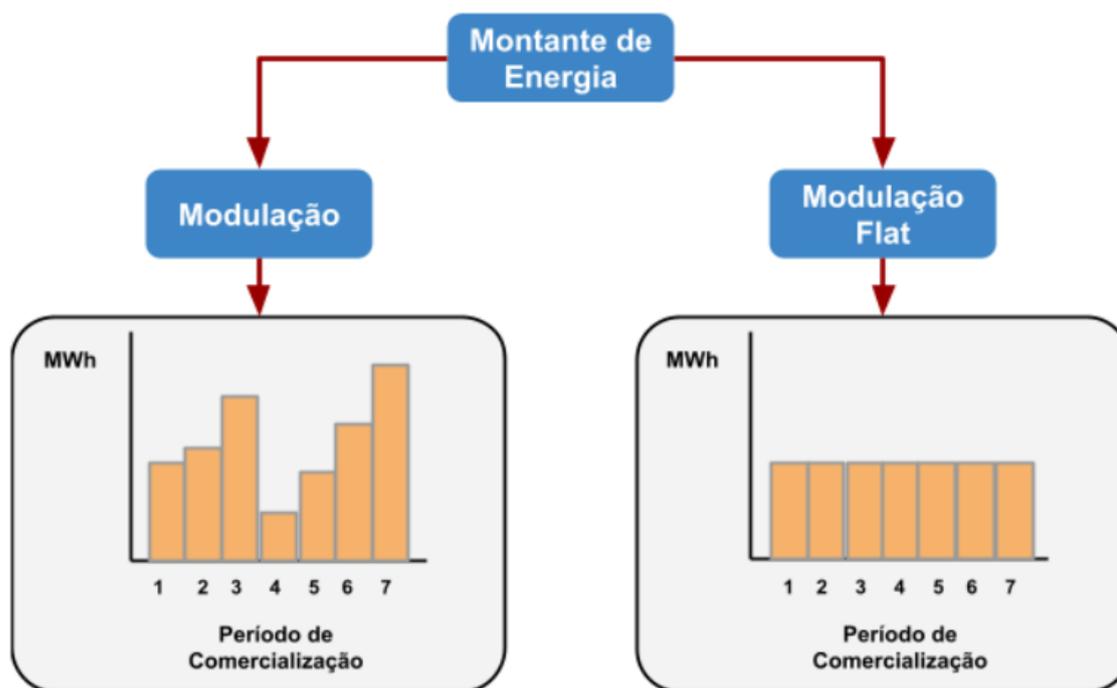
2.2.3.2 Sazonalização e Modulação dos Contratos

A partir do contrato de um montante de energia, para fins de contabilização o agente precisa fazer a distribuição do volume de energia, cotado em MW médio, dentro do período de vigência do contrato. Esta diretriz contempla dois processos distintos, no qual

o primeiro, denominado por sazonalização, objetiva-se fazer a distribuição do volume de energia anual para os meses do ano. Já o segundo processo, denominado por modulação, determina a distribuição do volume mensal de energia em valores horários (CCEE, 2021c).

O processo de sazonalização e modulação não são obrigatórios, porém se não forem feitos dentro do prazo, o montante de energia contratado é dividido proporcionalmente dentro do período de vigência, o que é denominado por sazonalização e modulação *flat*. Os dois tipos diferentes de modulação, para fins de exemplo, podem ser vistos na fig. 2.

Figura 2 – Diferenças entre os tipos de modulação de energia.



Fonte: Autoria Própria.

2.2.3.3 Mercado de Curto Prazo (MCP)

O Mercado de Curto Prazo é o local onde se dá o processo de contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica. Esse montante, positivo ou negativo, pode ser liquidado junto ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CCEE, 2021d).

O PLD é um valor determinado diariamente para cada patamar de carga (leve, médio e pesado) pela CCEE e varia para cada submercado. Os submercados são as divisões do Sistema Interligado Nacional (SIN) cujas fronteiras são definidas devido às restrições físicas relevantes de transmissão de energia elétrica entre as regiões. No Brasil existem quatro submercados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Assim, para evitar exposições negativas ao MCP, é importante modular os montantes de energia com uma margem de flexibilidade prevista no contrato e que atenda o

consumo do agente.

2.2.3.4 Encargos

Além dos custos de contratação de energia, valorados pelo Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), os custos incorridos de manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema estabelecidos pela CCEE são rateados por todos os agentes e são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS) (CCEE, 2021e). São estes:

- Encargos por Restrição de Operação;
- Encargos de Serviços Ancilares;
- Encargos de Segurança Energética;
- Encargos por Importação;
- Encargos de Deslocamento Hidráulico.

2.2.3.5 Alocação de Geração Própria

A Alocação de Geração Própria (AGP) tem como público alvo agentes das categorias de autoprodutor, produtores independentes com cargas próprias e consumidores participantes de Sociedade de Propósito Específico. De acordo com o Artº 2 do Decreto nº 2.003 de 1996, considera-se como produtor independente a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para comercializar energia elétrica. Já o autoprodutor se trata de um consumidor que opta por produzir energia elétrica para seu uso exclusivo, o que pode suprir total ou parcialmente o seu consumo (BRASIL, 1996).

Esses agentes podem modelar seus contratos incluindo a geração destinada para consumo próprio a partir da declaração de Alocação de Geração Própria, o que fará com que ocorra abatimentos de encargos presentes na TUSD ou TUST. O processo de contratação neste caso inclui outras etapas para autorização e apuração das cargas que serão alocadas (CCEE, 2021g).

Inicialmente, é necessário fazer o encaminhamento do Formulário para solicitação de Alocação de Geração Própria no sistema da CCEE com documentos comprobatórios do direito à alocação, sendo que o prazo dessa etapa é de um dia útil a partir do mês de operação de compra e venda de energia. Esses dados serão averiguados pela CCEE em até cinco dias úteis contados da data do recebimento da documentação. Com um prazo de seis dias úteis do mês seguinte ao de operação de compra, no caso dos documentos terem sido aprovados, o agente deve informar o percentual de alocação de geração para suas unidades consumidoras e a participação da geração no ACL por sistema específico

da CCEE. Por fim, a CCEE disponibiliza um relatório com as informações da alocação da geração destinada às unidades consumidoras para a ANEEL, ONS e demais agentes envolvidos em até dois dias úteis do mês seguinte ao de operação de compra.

Para apurar a quantidade de geração que é passível de alocação, é necessário calcular a geração mensal resultante de cada usina e definir os percentuais de alocação para cada carga modelada do agente. No quesito de modelagem de ativos (usina e carga), existem duas possibilidades:

- Usina modelada juntamente com a carga sob a figura de um mesmo agente: Neste caso, a geração mensal é contabilizada junto ao consumo mensal, sendo passível de alocação integral para a carga.
- Usina modelada separadamente da carga sob a figura de agentes distintos: A geração das usinas é contabilizada separadamente do consumo da carga e é necessário um contrato bilateral de repasse de autoprodução entre os agentes.

A partir do processo de apuração de geração passível de alocação, é necessário declarar o percentual de destinação de geração de cada usina para as cargas. Caso a geração seja maior do que o consumo estipulado, a energia que sobrou é rateada entre as demais cargas de propriedade do agente que não tiveram sua carga suprida integralmente.

2.2.4 ASPECTOS FINANCEIROS NO ACL

Os aspectos financeiros atrelados à adesão ao ACL são divididos em duas partes: Custos de Adesão ao Mercado Livre e Custos de Contratação de Energia.

- Custos de Adesão ao Mercado Livre: Considera todos os custos necessários para iniciar o processo de contratação no Mercado Livre. Esses valores são pagos apenas no início do processo. Se enquadram nessa categoria:
 - Custos com o emolumento de adesão;
 - Custos para instalação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) caso o agente não tenha ou deseje ter mais de um ponto de medição;
 - Custos de treinamento, caso o agente não opte pela representação varejista.
- Custos de Contratação de Energia: Considera todos os custos envolvidos no contrato de energia. Esses valores sempre são contabilizados em qualquer contratação de energia no ACL. Se enquadram nessa categoria:
 - Custos da energia contratada;
 - Custos com as perdas do sistema;

- Tributação;
- Tarifa de uso do sistema de transmissão ou distribuição (TUST ou TUSD);
- Custos de exposição ao MCP, caso a energia consumida seja maior ou menor que a energia contratada no período;
- Custos com a contribuição associativa da CCEE;
- Possíveis penalidades.

2.2.5 ADESÃO NO ACL ATRAVÉS DE UMA COMERCIALIZADORA

Até este momento, considerou-se que a Unidade Consumidora fará o processo de adesão diretamente com a CCEE, sendo então responsável por todos os procedimentos e negociações explicados anteriormente. Porém, tendo em vista a dificuldade e complexidade do gerenciamento dos processos de adesão, contratação e controle de um consumidor livre, recomenda-se a contratação de um agente varejista.

O agente varejista ou comercializadora varejista é o responsável por representar geradores ou consumidores junto à CCEE que sejam aptos à aquisição de energia elétrica no ACL, seguindo os critérios de elegibilidade descritos na tab. 2. Essa modalidade de contratação apresenta as seguintes vantagens:

- O consumidor não precisa se tornar um agente da CCEE, se tornando isento de responsabilidades na câmara;
- O processo de adesão é feito pelo agente varejista;
- Não requer abertura de conta no banco custodiante nem aporte de garantias financeiras;
- A gestão da conta e quaisquer processos envolvendo a CCEE é feita pelo agente varejista;
- Maior economia e segurança, uma vez que isenta o consumidor de equívocos operacionais que poderiam gerar custos;
- Torna desnecessário a mobilização de uma equipe para gestão de uma conta na CCEE.

Para escolher um agente varejista adequado, é necessário levar em consideração os critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 570/2013, que estabelece os requisitos necessários para à comercialização varejista de energia elétrica. Nos casos em que a comercializadora esteja em conformidade com a resolução normativa, basta verificar qual trará maior perspectiva de economia. Neste sentido, há duas formas de verificar isso: As

condições de fornecimento da comercializadora e a forma de pagamento dos serviços por ela prestados.

As condições de fornecimento consideram o preço da energia (em MWh) que será contratada. Comercializadoras bem estabelecidas no mercado possuem a vantagem de ter mais opções de contratação de energia, conseguindo assim oferecer preços mais competitivos no contrato.

Já para a forma de pagamento, os dois tipos mais comuns é por percentual de economia ou por valor fixo. No caso de pagamento por percentual de economia, a comercializadora irá faturar em cima do valor que ela conseguir economizar para o consumidor, considerando quanto que este mesmo consumidor estaria pagando no ACR. Já no caso do preço fixo, o consumidor pagará uma taxa específica independente especificada pela comercializadora. Neste último caso, sugere-se a conversão desta taxa para um valor em percentual de economia também, simplificando a comparação de custo benefício entre comercializadoras.

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada para a análise comparativa de custos nos dois ambientes de comercialização, considerando um consumidor do grupo A, atendido nas tensões de 2,3 a 25 kV, considera os seguintes cenários:

- Ambiente de Contratação Regulado com a tarifa horária azul e geração distribuída;
- Ambiente de Contratação Regulado com a tarifa horária verde e geração distribuída;
- Ambiente de Contratação Livre com energia incentivada e alocação de geração própria;
- Ambiente de Contratação Livre com energia convencional e alocação de geração própria.

3.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS NO ACR

Inicialmente, será necessário a modelagem da geração e do consumo da unidade consumidora, uma vez que essas informações são necessárias em ambos os cenários que levam em consideração geração distribuída. O tipo de geração é por fonte solar com módulos fotovoltaicos. Será feita uma simulação mensal de produção de energia da usina fotovoltaica e esse valor será descontado do consumo da unidade consumidora para ambos os cenários no ambiente regulado.

Os custos de demanda mensal são determinados através das expressões 3.1 e 3.2 adaptadas do autor (LAMAS, 2010) e se encontram abaixo:

$$CD_p = TD_p \times D_p \quad (3.1)$$

$$CD_{fp} = TD_{fp} \times D_{fp} \quad (3.2)$$

Em que:

CD_p = Custo de demanda no horário de ponta (R\$);

TD_p = Tarifa de demanda no horário de ponta (R\$/kW);

D_p = Demanda no horário de ponta (kW);

CD_{fp} = Custo de demanda no horário fora de ponta (R\$);

TD_{fp} = Tarifa de demanda no horário fora de ponta (R\$/kW);

D_{fp} = Demanda no horário fora de ponta (kW);

Os custos relacionados a consumo mensal são determinados através das expressões 3.3 e 3.4:

$$CE_p = TE_p \times (E_p - Eg_p) \quad (3.3)$$

$$CE_{fp} = TE_{fp} \times (E_{fp} - Eg_{fp}) \quad (3.4)$$

Em que:

CE_p = Custo de energia no horário de ponta (R\$);

TE_p = Tarifa de energia no horário de ponta (R\$/kWh);

E_p = Energia no horário de ponta (kWh);

CE_{fp} = Custo de energia no horário fora de ponta (R\$);

TE_{fp} = Tarifa de energia no horário fora de ponta (R\$/kWh);

E_p = Energia no horário fora de ponta (kWh);

Eg_p = Energia gerada pelo sistema fotovoltaico no horário de ponta (kWh);

Eg_{fp} = Energia gerada pelo sistema fotovoltaico no horário fora de ponta (kWh).

Para o consumidor que tem como modalidade tarifária a horária azul, considera-se a soma dos resultados das equações 3.1 a 3.4. Para obtenção do resultado considerando a modalidade tarifária horária verde, adota-se uma demanda e tarifa única na equação 3.1 e soma-se os resultados das equações 3.3 e 3.4.

3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS NO ACL

A metodologia de análise no ACL irá contemplar uma modelagem de contrato simulada, sendo que os custos foram separados entre os de adesão ao mercado livre e os de contratação de energia. Para determinação dos custos com o contrato de energia, utilizou-se a equação 3.5:

$$CE = (E_p + E_{fp} - (Eg_p + Eg_{fp})) \times (1 + P_{RB}) \times T_{ACL} \quad (3.5)$$

Em que:

P_{RB} = Perdas de energia na rede básica;

T_{ACL} = Tarifa da energia estabelecida no contrato.

Para os custos relacionados ao uso do sistema de distribuição, utilizou-se as equações 3.6, 3.7 e 3.8, abaixo:

$$C.TUSD.D_p = D_p \times TUSD.D_p \quad (3.6)$$

$$C.TUSD.D_{fp} = D_{fp} \times TUSD.D_{fp} \quad (3.7)$$

$$C.TUSD.E = (E_{fp} + E_p) \times TUSD.E + (Eg_p + Eg_{fp}) \times TUSD.Eg \quad (3.8)$$

Em que:

$C.TUSD.D_p$ = Custo final da TUSD considerando a demanda do horário de ponta (R\$);

$C.TUSD.D_{fp}$ = Custo final da TUSD considerando a demanda do horário fora de ponta (R\$);

$TUSD.D_p$ = Valor da TUSD considerando a demanda do horário de ponta (R\$/kW);

$TUSD.D_{fp}$ = Custo final da TUSD considerando a demanda do horário fora de ponta (R\$/kW);

$C.TUSD.E$ = Custo final da TUSD considerando o consumo de energia (R\$);

$TUSD.E$ = Valor da TUSD considerando o consumo de energia (R\$/kW).

$TUSD.Eg$ = Valor da TUSD considerando a geração de energia (R\$/kW).

Para os custos de encargos da CCEE, utilizou-se a equação 3.9:

$$C_{CCEE} = (E_{fp} + E_p - (Eg_p + Eg_{fp})) \times Enc.CCEE \quad (3.9)$$

Em que:

C_{CCEE} = Custo dos encargos da CCEE (R\$);

$Enc.CCEE$ = Soma dos encargos considerando consumo de energia (R\$/kWh).

Para os custos de contribuição associativa, utilizou-se a equação 3.10:

$$C_{c.a} = (E_{fp} + E_p - (Eg_p + Eg_{fp})) \times C.A_{CCEE} \quad (3.10)$$

Em que:

$C_{c.a}$ = Custo com contribuição associativa (R\$);

$C.A_{CCEE}$ = Valor da contribuição associativa (R\$/kWh).

O desconto de aplicação na TUSD para as usinas de geração solar foi considerado de 50% (ANEEL, 2016). Para o cenário de utilização de energia convencional, o desconto foi aplicado apenas na parcela de energia gerada na usina, caso a unidade que foi modelada esteja no limite de contratação de 49% de energia convencional. Por fim, para o resultado final, é necessário somar as equações 3.5 a 3.10.

Outro fator a ser levado em consideração no cálculo de custos no ACL é o fator temporal e como ele afeta os preços de contratação de energia, sendo que o período de adesão será o período de custos mais elevados e mais voláteis, devido à contratação de energia de curto prazo. Com o passar dos anos, esse valor diminui significativamente, uma vez que a contratação de energia se dará por contratos de longo prazo. Sendo assim, para a análise de custos, será utilizado um valor de médio prazo do qual se contratará a energia. Para o cálculo de custo benefício, também será analisado qual o maior valor que o preço da energia pode assumir para que o consumidor ainda gere economia. Para isso, será utilizada uma adaptação da equação 3.5, considerando o maior valor possível para o custo total de energia o preço equivalente no mercado regulado, uma vez que, ultrapassando esse valor, a migração para o mercado livre não estará gerando economia. Sendo assim, a equação 3.11 fica sendo a seguinte:

$$T_{max.ACL} = \frac{CT_{ACR} - (CT_{USD} \cdot E + C_{CCEE} + C_{c.a})}{(E_{fp} + E_p - (E_{gp} + E_{gfp})) \times (1 + P_{RB})} \quad (3.11)$$

Em que:

$T_{max.ACL}$ = Maior valor de Tarifa de Energia no ACL (R\$/MWh);

CT_{ACR} = Custo Total equivalente de energia no Mercado Regulado (R\$).

3.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA GERAÇÃO DA USINA

O cálculo para mensuração de geração de energia elétrica das usinas solares foram feitos considerando a potência instalada de cada campus multiplicada pelo número de Horas de Sol Pleno (HSP) mensais em uma determinada localidade, que reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a 1kW/m² (PINHO; GALDINO et al., 2014). Para isso, utilizou a equação 3.12:

$$HSP = \frac{\text{Irradiância do local [kWh/m}^2]}{1 \text{ [kW/m}^2]} \quad (3.12)$$

4 ESTUDO DE CASO - UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

4.1 INFORMAÇÕES GERAIS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos da aplicação dos equacionamentos apresentados na metodologia em um estudo de caso efetuado na Universidade de Brasília. A análise considerou a modelagem do campus Darcy Ribeiro, campus do Gama, campus da Ceilândia e campus de Planaltina de forma separada. Todos os campi se encontram na mesma área de concessão da distribuidora Neoenergia Brasília (antiga CEB), ou seja, todos compartilham das mesmas tarifas. O horário de ponta desta distribuidora é das 18h até as 21h de segunda-feira a sexta-feira. Para fins de simplificação, foi desconsiderado o cálculo dos encargos setoriais, bandeiras tarifárias, ultrapassagem de demanda e cálculo de energia reativa excedente.

Os valores utilizados como referência para este estudo de caso considerou os dados de consumo de 2019 por ser um período anterior ao da pandemia da COVID-19, para que os dados refletissem melhor o consumo de energia da Universidade em situação normal. Além disso, os resultados para o ACR foram feitos considerando a demanda verificada, não contratada. Ou seja, não se trata de uma revisão tarifária.

Como dados de entrada para os cálculos, foi utilizado os valores de tarifação, tanto horária azul quanto verde, para o subgrupo A4 (Tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV) utilizando a Resolução Homologatória nº 2.471/2018, que valida as tarifas de aplicação no período de 22 de outubro de 2018 e 21 de outubro de 2019, considerando os postos tarifários Ponta (P) e Fora Ponta (FP) presentes na tab. 4. Os dados de consumo das unidades consumidoras estão presentes na tab. 5.

Tabela 4 – Tarifas de aplicação para o subgrupo A4.

Modalidade	Posto	TUSD		TE
		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
Azul	P	21,63	81,78	490,95
	FP	8,14	81,78	306,44
Verde	NA	8,14	-	-
	P	-	603,16	490,95
	FP	-	81,78	306,44

Fonte: (ANEEL, 2018b).

Tabela 5 – Consumo horário de ponta (C.P), consumo horário fora de ponta (C.FP), demanda horária de ponta (D.P) e demanda horária fora de ponta (D.FP) dos campi da Universidade de Brasília do ano de 2019.

	Darcy Ribeiro				Gama			
	C.P (kWh)	C.FP (kWh)	D.P (kW)	D.FP (kW)	C.P (kWh)	C.FP (kWh)	D.P (kW)	D.FP (kW)
Janeiro	122531	1446063	2850	4335	3044	31792	150	150
Fevereiro	152607	1627428	2850	4554	3445	39986	151	151
Março	126005	1353911	2850	4251	3212	29996	150	150
Abril	195921	1751682	3852	5153	6015	55807	204	
Mai	170936	1620365	3871	4831	4872	51360	206	
Junho	193251	1643832	3679	4631	6196	54743	204	
Julho	151189	1394092	3233	4000	5568	46900	171	
Agosto	143563	1306841	2850	4000	4388	36368	150	
Setembro	187919	1587455	3698	4854	6598	59955	240	
Outubro	182088	1713543	3986	5219	6205	61372	230	
Novembro	214265	1868469	4009	5422	6966	47856		
Dezembro	182221	1684775	3940	5526	6320	41926	207	
	Ceilândia				Planaltina			
	C.P (kWh)	C.FP (kWh)	D.P (kW)	D.FP (kW)	C.P (kWh)	C.FP (kWh)	D.P (kW)	D.FP (kW)
Janeiro	3240	28986	150	150	3302	31628	140	140
Fevereiro	3325	29491	150	150	4292	36862	140	140
Março	3413	29888	150	150	4418	32304	140	140
Abril	3490	30374	150	150	7710	43748	140	140
Mai	3240	29761	150	150	6609	39364	140	140
Junho	3550	31428	150	150	4447	16930	140	140
Julho	3525	24408	150	150	6039	26447	140	140
Agosto	2948	19389	150	150	5063	23417	140	140
Setembro	3951	27203	150	150	8020	34583	140	140
Outubro	4059	29487	150	150	6961	33212	140	150
Novembro	3917	31792	150	150	7945	37653	140	141
Dezembro	3678	27914	150	150	6237	27029	140	140

Fonte: Autoria Própria.

4.2 MODELAGEM DA USINA FOTOVOLTAICA

Para a mensuração de produção de energia de cada planta fotovoltaica, utilizou-se os seguintes dados de potência instalada em cada campus:

- Campus Darcy Ribeiro: 575 kWp;
- Campus Gama: 382 kWp;
- Campus Ceilândia: 185 kWp;
- Campus Planaltina: 44 kWp.

Além disso, também foi utilizado a média do total diário da irradiação direta normal para o Distrito Federal disponibilizado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para cálculo da HSP (INPE, 2017). O valor da geração foi comparado com o consumo da unidade no ano de 2019, com o objetivo de mensurar a porcentagem do consumo que é suprido por cada planta. Os resultados se encontram na tab. 6.

Tabela 6 – Mensuração da quantidade de energia gerada (kWh) por mês em cada usina.

Simulação mensal de geração de energia por usina									
Mês	Horas de sol (pico) por dia (h)	Darcy Ribeiro		Gama		Ceilândia		Planaltina	
		Geração (kWh)	% do consumo	Geração (kWh)	% do consumo	Geração (kWh)	% do consumo	Geração (kWh)	% do consumo
Janeiro	3,652	65.096,90	4,2%	43.246,98	124,1%	20.944,22	65,0%	4.981,33	14,3%
Fevereiro	4,295	69.149,50	3,9%	45.939,32	105,8%	22.248,10	67,8%	5.291,44	12,9%
Março	3,663	65.292,98	4,4%	43.377,25	130,6%	21.007,31	63,1%	4.996,33	13,6%
Abril	4,822	83.179,50	4,3%	55.260,12	89,4%	26.762,10	79,0%	6.365,04	12,4%
Mai	5,717	101.905,53	5,7%	67.700,71	120,4%	32.787,00	99,4%	7.797,99	17,0%
Junho	4,822	83.179,50	4,5%	55.260,12	90,7%	26.762,10	76,5%	6.365,04	29,8%
Julho	5,717	101.905,53	6,6%	67.700,71	129,0%	32.787,00	117,4%	7.797,99	24,0%
Agosto	6,196	110.443,70	7,6%	73.373,03	180,0%	35.534,06	159,1%	8.451,34	29,7%
Setembro	6,553	113.039,25	6,4%	75.097,38	112,8%	36.369,15	116,7%	8.649,96	20,3%
Outubro	7,405	131.994,13	7,0%	87.690,01	129,8%	42.467,68	126,6%	10.100,42	25,1%
Novembro	5,518	95.185,50	4,6%	63.236,28	115,3%	30.624,90	85,8%	7.283,76	16,0%
Dezembro	4,447	79.267,78	4,2%	52.661,37	109,2%	25.503,55	80,7%	6.065,71	18,2%
Média	5,170	89.182,50	4,5%	59.248,20	117,9%	28.693,50	83,2%	6.824,40	17,6%

Fonte: Autoria Própria

4.3 ANÁLISE PARA O ACR

Os cálculos realizados para mensuração dos custos no ACR foram feitos separadamente do cálculo de economia com o sistema de geração distribuída. Isso porque, como pode ser visto na tab. 6, algumas das usinas em determinados meses geraram mais energia do que consumiram. Assim, a energia excedente é convertida em créditos que podem ser consumidos dentro de 60 meses. Também é possível utilizar a energia que não foi consumida em uma unidade consumidora e compensar em outra, considerando um empreendimento com mais de uma unidade consumidora na mesma área de concessão. Os resultados da análise de custos junto com o percentual de economia podem ser vistos na tab. 7. Para verificar a diferença entre as modalidades, a fig. 3 mostra a diferença percentual entre ambos os cenários utilizando o resultado da modalidade horária azul e dividindo pela modalidade horária verde. Também é possível visualizar a diferença entre o valor da geração de energia em ambos os cenários.

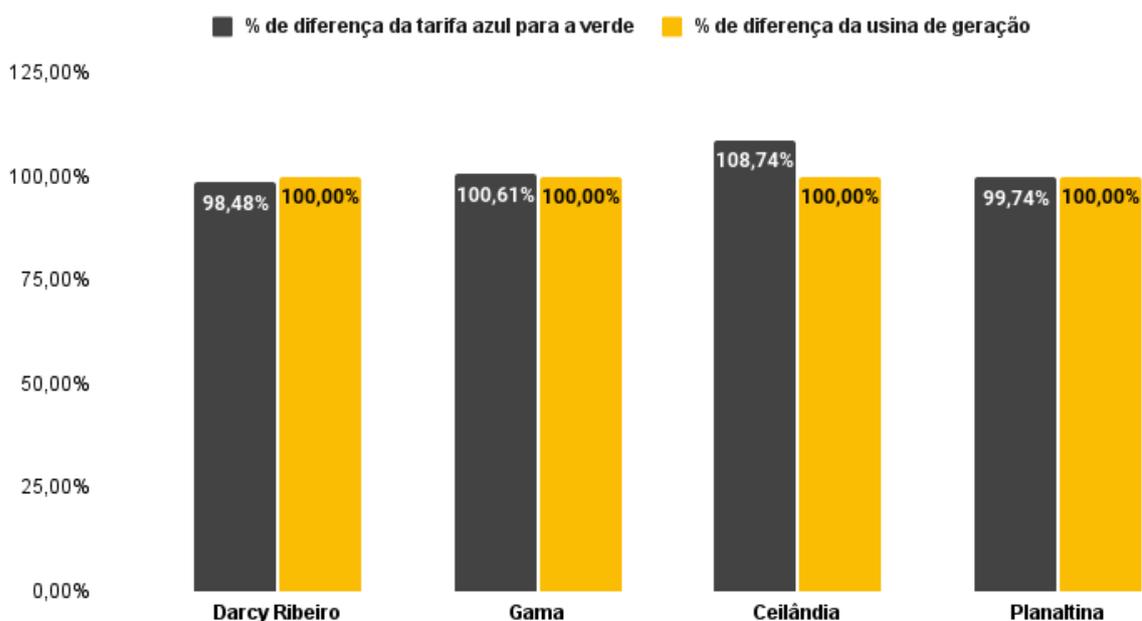
Tabela 7 – Análise de custos entre os cenários do ACR e percentual de economia devido à geração distribuída. Os resultados dos custos não estão descontando o valor da economia.

Custo de Tarifação no ACR				
Mês	Darcy Ribeiro		Gama	
	Custo Tarifa Horária Azul	Custo Tarifa Horária Verde	Custo Tarifa Horária Azul	Custo Tarifa Horária Verde
Janeiro	R\$ 728.500,16	R\$ 730.739,87	R\$ 18.551,18	R\$ 16.893,76
Fevereiro	R\$ 817.917,77	R\$ 835.838,50	R\$ 21.991,69	R\$ 20.521,71
Março	R\$ 694.030,81	R\$ 698.081,80	R\$ 17.950,16	R\$ 16.380,33
Abril	R\$ 917.512,00	R\$ 936.342,53	R\$ 29.522,88	R\$ 29.907,03
Mai	R\$ 850.012,35	R\$ 855.405,23	R\$ 27.185,10	R\$ 26.946,32
Junho	R\$ 866.122,21	R\$ 887.302,65	R\$ 29.213,48	R\$ 29.691,99
Julho	R\$ 730.294,66	R\$ 739.191,79	R\$ 25.095,21	R\$ 25.691,46
Agosto	R\$ 683.770,15	R\$ 696.975,53	R\$ 19.876,42	R\$ 20.140,74
Setembro	R\$ 843.407,93	R\$ 861.397,40	R\$ 32.245,80	R\$ 32.448,27
Outubro	R\$ 898.218,76	R\$ 906.938,63	R\$ 32.354,53	R\$ 32.486,99
Novembro	R\$ 978.942,78	R\$ 1.003.941,59	R\$ 27.543,19	R\$ 28.072,43
Dezembro	R\$ 888.630,62	R\$ 898.414,81	R\$ 24.373,58	R\$ 24.876,27
Total	R\$ 9.897.360,20	R\$ 10.050.570,33	R\$ 305.903,22	R\$ 304.057,30
Economia	R\$ 486.719,84	R\$ 486.719,84	R\$ 236.289,81	R\$ 236.289,81
% Economia	4,92%	4,84%	77,24%	77,71%
Custo de Tarifação no ACR				
	Ceilândia		Planaltina	

Mês	Custo Tarifa Horária Azul	Custo Tarifa Horária Verde	Custo Tarifa Horária Azul	Custo Tarifa Horária Verde
Janeiro	R\$ 17.574,09	R\$ 16.018,86	R\$ 18.337,58	R\$ 17.030,97
Fevereiro	R\$ 17.818,82	R\$ 16.307,91	R\$ 20.936,52	R\$ 20.146,09
Março	R\$ 18.023,35	R\$ 16.558,32	R\$ 19.239,18	R\$ 18.514,44
Abril	R\$ 18.256,12	R\$ 16.831,24	R\$ 25.567,40	R\$ 26.559,04
Mai	R\$ 17.874,96	R\$ 16.319,73	R\$ 23.234,86	R\$ 23.652,47
Junho	R\$ 18.699,67	R\$ 17.306,07	R\$ 13.287,29	R\$ 12.577,67
Julho	R\$ 15.960,05	R\$ 14.553,41	R\$ 17.893,77	R\$ 18.014,18
Agosto	R\$ 13.681,11	R\$ 11.973,63	R\$ 16.158,48	R\$ 15.770,03
Setembro	R\$ 17.289,10	R\$ 16.104,58	R\$ 22.186,91	R\$ 23.340,17
Outubro	R\$ 18.237,65	R\$ 17.109,44	R\$ 21.129,54	R\$ 21.649,26
Novembro	R\$ 19.051,17	R\$ 17.848,92	R\$ 23.343,93	R\$ 24.449,95
Dezembro	R\$ 17.408,77	R\$ 16.081,91	R\$ 18.233,12	R\$ 18.456,76
Total	R\$ 209.874,87	R\$ 193.014,02	R\$ 239.548,57	R\$ 240.161,03
Economia	R\$ 124.855,15	R\$ 124.855,15	R\$ 32.667,30	R\$ 32.667,30
% Economia	59,49%	64,69%	13,64%	13,60%

Fonte: Autoria Própria.

Figura 3 – Diferença percentual entre os resultados da modalidade horária azul e verde por campus, considerando também a comparação entre a geração de energia.



Fonte: Autoria Própria.

4.4 ANÁLISE PARA O ACL

Verificando as demandas contratadas da Universidade, apenas o Darcy Ribeiro atinge o requisito mínimo de demanda para poder se tornar um consumidor livre. Porém, considerando que todos os campi são filiais da própria universidade, compartilhando assim o mesmo CNPJ, é possível juntar as cargas de todas as unidades a partir de uma comunhão de direito. Nesta situação, todos os campi se enquadram na demanda mínima de 0,03 MW para poderem fazer parte da comunhão de direito (CCEE, 2021b).

4.4.1 Custos Iniciais

A análise de custos para o ACL contemplou os custos iniciais para adesão a partir dos seguintes valores (valores considerando a referência em Agosto de 2021):

- Emolumento de Adesão: R\$ 6.503,00
- Custos com o SMF: Não considerado neste estudo
- Custos com treinamento: R\$ 24.303,00
- Total: R\$ 30.806,00

Para mensurar os custos do Sistema de Medição para Faturamento é necessário verificar a adequação da Unidade Consumidora, que precisará ou não comprar novos equipamentos para atender os pré-requisitos estabelecidos por norma. Assim, o preço será influenciado pela quantidade de Transformadores de Instrumentos que precisam ser instalados, pelo valor do medidor de retaguarda, caso a Unidade Consumidora opte por instalar o mesmo, por demais materiais necessários para instalação e pelo valor da mão de obra. Tais fatores variam bastante entre as Unidades, sendo difícil mensurar um valor exato para este sistema.

4.4.2 Cálculo da Tarifa de Energia

Os custos de tarifação de energia flutuam bastante entre comercializadoras, sendo influenciados diretamente pelo PLD da época. Nos primeiros períodos de contratação de energia no ACL, os preços tendem a ser maiores, uma vez que há mais volatilidade e influência do PLD nos preços negociados. Já para contratos de longo prazo, os preços tendem a ser bem mais atrativos, uma vez que os valores deixam de ser tão voláteis devido ao maior tempo para o consumo. Sendo assim, a tarifa de energia passa por um período de transição nos primeiros anos de contratação e estabiliza nos anos seguintes.

Para simular um valor para esta tarifa, considerou-se uma variação linear de 6 anos, sendo que o primeiro valor foi calculado considerando uma negociação de contrato em que se espera no mínimo 15% de economia no início em relação ao ACR. Para isso, foi calculado o maior valor de tarifa para cada campus, multiplicado por 0,85 e utilizado o menor valor entre eles, uma vez que este valor conseguirá atender todos os demais automaticamente.

Já para o valor no último ano, utilizou-se os preços de contratação a longo prazo disponibilizados pelo boletim semanal da curva *foward*, que considera uma média de valores de contratação de energia vendidos pelos agentes mais ativos. O desconto para energia incentivada foi escolhido considerando o mais comum no mercado, que é a que apresenta descontos de 50% (DCIDE, 2021). Os resultados de tarifa máxima se encontram na tab. 8.

Tabela 8 – Cálculo de Tarifa máxima no ACL considerando os custos obtidos pelas modalidades tarifárias no ACR.

Cálculo de Tarifa Máxima Por Campus e Modalidade Tarifária						
Modalidade	Tipo de Tarifa no ACL	Darcy Ribeiro	Gama	Ceilândia	Planaltina	Menor Valor de Tarifa
Azul	Tarifa Incentivada R\$/MWh	384,10	383,70	423,20	416,80	383,70
	Tarifa Convencional R\$/MWh	312,70	290,30	315,20	323,25	290,30
Verde	Tarifa Incentivada R\$/MWh	391,20	380,80	380,30	418,10	380,30
	Tarifa Convencional R\$/MWh	319,80	287,40	272,25	324,60	272,25

Fonte: Autoria Própria.

Os valores de tarifas de energia considerando contratações de longo prazo utilizadas foram:

- Preço de energia convencional: 184,66 R\$/MWh;
- Preço de energia incentivada (50%): 222,39 R\$/MWh.

Sendo conhecido o valor no primeiro e no último ano do período de transição, é possível fazer uma aproximação linear do comportamento do preço das tarifas ao longo dos anos, como pode ser visto na tab. 9.

Tabela 9 – Análise linear da tarifa de energia no ACL nos primeiros anos de contratação até a estabilização de preços considerando contratos de longo prazo.

Análise Linear para o Cálculo de Tarifa ao Longo dos Anos				
Ano	Modalidade Tarifária Azul		Modalidade Tarifária Verde	
	Tarifa Incentivada R\$/MWh	Tarifa Convencional R\$/MWh	Tarifa Incentivada R\$/MWh	Tarifa Convencional R\$/MWh
2022	326,15	246,76	323,26	231,41
2023	305,39	234,34	303,08	222,06
2024	284,64	221,92	282,91	212,71
2025	263,89	209,50	262,74	203,36
2026	243,14	197,08	242,56	194,01
2027	222,39	184,66	222,39	184,66

Fonte: Autoria Própria.

4.4.3 Custos de Contribuição Associativa e Encargos de Serviço de Sistema

O valor de contribuição associativa é contabilizado anualmente pela CCEE. Para o ano de 2019, o valor efetivo da contribuição associativa por MWh Comercializado foi de 0,096 R\$/MWh (CCEE, 2019a).

Os valores de Encargos de Serviço de Sistema (ESS) varia considerando o perfil de cada consumidor e a energia contratada. Por isso, utilizou-se os valores de todos os encargos pagos em 2019 pelos consumidores dividido pelo consumo de energia dessa mesma categoria, disponibilizados pela CCEE no Infomercado. Também foi contabilizado mensalmente os dados percentuais de perdas da rede básica, considerando a classe de consumo. Os valores utilizados para os encargos e as perdas se encontram na tab. 10.

Tabela 10 – Valores de perdas no sistema e Encargos de Serviço e Sistema(ESS) para todos os submercados em 2019.

Mês	Fator de perdas de consumo (%)	Encargos pagos em 2019 (R\$)	Consumo de Energia (MWh)	Valor Médio do ESS por consumidor (R\$/MWh)
Janeiro	2,85%	R\$ 227.357.682,61	51.710.704,31	4,40
Fevereiro	3,07%	R\$ 292.502.754,40	45.944.398,62	6,37
Março	2,96%	R\$ 256.952.535,17	48.731.969,94	5,27
Abril	3,01%	R\$ 356.523.353,67	46.933.778,72	7,60
Maio	3,12%	R\$ 196.726.523,72	47.325.853,40	4,16
Junho	2,81%	R\$ 79.338.030,45	43.933.190,20	1,81
Julho	2,31%	R\$ 86.993.196,29	44.918.433,28	1,94
Agosto	2,29%	R\$ 49.322.056,66	45.521.750,94	1,08
Setembro	2,20%	R\$ 28.367.938,77	45.903.799,46	0,62
Outubro	2,35%	R\$ 36.821.202,27	49.327.630,62	0,75
Novembro	2,34%	R\$ 50.935.166,49	47.502.633,94	1,07
Dezembro	2,87%	R\$ 57.060.959,75	48.090.895,37	1,19

Fonte: (CCEE, 2019b), adaptado.

4.4.4 Modelagem da Alocação de Geração Própria

Para os cálculos dos custos do ACL considerando alocação de geração própria, as usinas fotovoltaicas foram modeladas de forma que o excedente de energia em um determinado mês de uma usina é rateado entre as outras cargas do agente. Para este cenário, foi considerado um rateio de 100% de energia excedente gerada para o campus Darcy Ribeiro, por este ter a maior carga comparada com as demais. Além disso, as usinas com geração menor que 51% do total de consumo da unidade consumidora (característica presente no campus Darcy Ribeiro e no campus de Planaltina) no cenário de compra de energia convencional foi contabilizado com a TUSD integral.

4.4.5 Custos no ACL

Para os resultados da análise de custos mensais por campus, foi considerado apenas o valor de longo prazo. Os resultados se encontram na tab. 11. A fig. 4 mostra a diferença

percentual entre ambos os cenários, utilizando o resultado da contratação por energia incentivada (50%) e dividindo pelo resultado da contratação de energia convencional, sendo possível também visualizar a diferença entre a economia da geração de energia. Por fim, os resultados de economia considerando os primeiros anos de transição até a estabilização de preços foram dispostos na fig. 5, comparando todos os modelos de contratação no ACR e ACL.

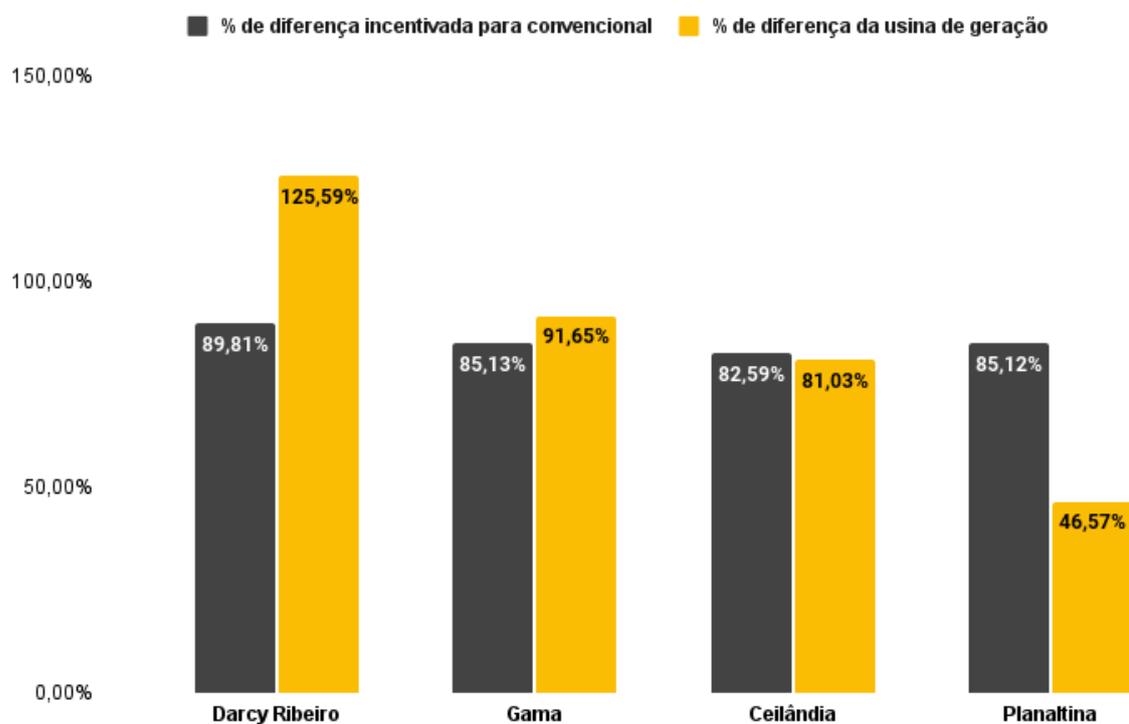
Tabela 11 – Análise de custos entre os cenários do ACL e percentual de economia devido à Alocação de Geração Própria.

Custo de Tarificação no ACL				
Mês	Darcy Ribeiro		Gama	
	Custo Energia Incentivada	Custo Energia Convencional	Custo Energia Incentivada	Custo Energia Convencional
Janeiro	R\$ 478.434,82	R\$ 530.171,06	R\$ 11.781,68	R\$ 14.087,05
Fevereiro	R\$ 541.661,50	R\$ 594.582,10	R\$ 14.259,34	R\$ 16.593,91
Março	R\$ 455.443,84	R\$ 506.591,92	R\$ 11.372,64	R\$ 13.673,24
Abril	R\$ 603.415,70	R\$ 669.990,38	R\$ 20.202,42	R\$ 23.364,11
Mai	R\$ 553.187,96	R\$ 618.266,83	R\$ 18.500,39	R\$ 21.678,19
Junho	R\$ 557.277,90	R\$ 619.771,94	R\$ 19.577,28	R\$ 22.741,77
Julho	R\$ 469.165,99	R\$ 523.947,16	R\$ 16.735,30	R\$ 19.400,71
Agosto	R\$ 438.062,36	R\$ 488.495,21	R\$ 13.218,62	R\$ 15.544,95
Setembro	R\$ 537.123,87	R\$ 601.010,03	R\$ 21.467,61	R\$ 25.195,07
Outubro	R\$ 574.935,53	R\$ 643.594,87	R\$ 21.625,32	R\$ 25.202,50
Novembro	R\$ 627.038,65	R\$ 697.206,16	R\$ 18.206,42	R\$ 21.754,81
Dezembro	R\$ 570.955,37	R\$ 639.935,32	R\$ 16.153,21	R\$ 19.334,62
Total	R\$ 6.406.703,49	R\$ 7.133.562,98	R\$ 203.100,22	R\$ 238.570,93
Economia	R\$ 238.188,79	R\$ 189.651,99	R\$ 115.830,15	R\$ 126.387,97
% Economia	3,72%	2,66%	57,03%	52,98%
Custo de Tarificação no ACL				
Mês	Ceilândia		Planaltina	
	Custo Energia Incentivada	Custo Energia Convencional	Custo Energia Incentivada	Custo Energia Convencional
Janeiro	R\$ 11.066,25	R\$ 13.366,18	R\$ 11.658,59	R\$ 13.815,31
Fevereiro	R\$ 11.308,67	R\$ 13.607,10	R\$ 13.465,85	R\$ 15.632,13
Março	R\$ 11.398,23	R\$ 13.699,03	R\$ 12.190,95	R\$ 14.349,88
Abril	R\$ 11.635,64	R\$ 13.936,94	R\$ 16.372,05	R\$ 18.560,12
Mai	R\$ 11.290,58	R\$ 13.588,77	R\$ 14.702,17	R\$ 16.877,23
Junho	R\$ 11.726,86	R\$ 14.033,06	R\$ 7.886,28	R\$ 10.015,07
Julho	R\$ 9.787,23	R\$ 12.083,90	R\$ 10.869,74	R\$ 13.027,98
Agosto	R\$ 8.253,74	R\$ 10.537,77	R\$ 9.760,75	R\$ 11.910,04
Setembro	R\$ 10.609,64	R\$ 12.914,98	R\$ 13.539,27	R\$ 15.722,44
Outubro	R\$ 11.268,32	R\$ 13.577,33	R\$ 12.945,14	R\$ 15.161,07

Novembro	R\$ 11.861,76	R\$ 14.175,82	R\$ 14.383,57	R\$ 16.575,37
Dezembro	R\$ 10.792,45	R\$ 13.090,82	R\$ 11.097,16	R\$ 13.250,16
Total	R\$ 130.999,37	R\$ 158.611,70	R\$ 148.871,53	R\$ 174.896,79
Economia	R\$ 61.225,01	R\$ 75.560,67	R\$ 15.998,89	R\$ 34.351,42
% Economia	46,74%	47,64%	10,75%	19,64%

Fonte: Autoria Própria.

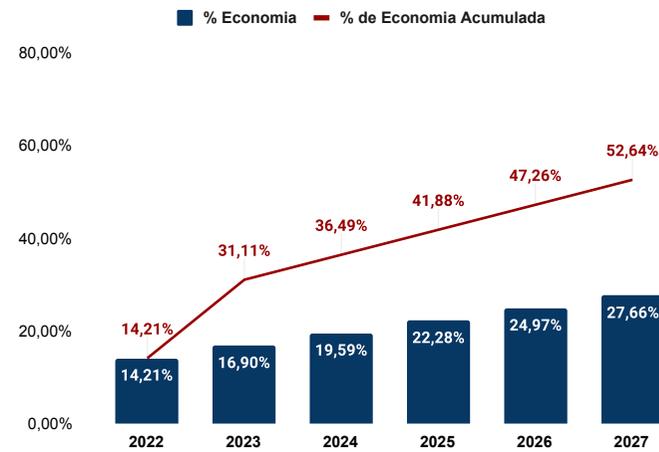
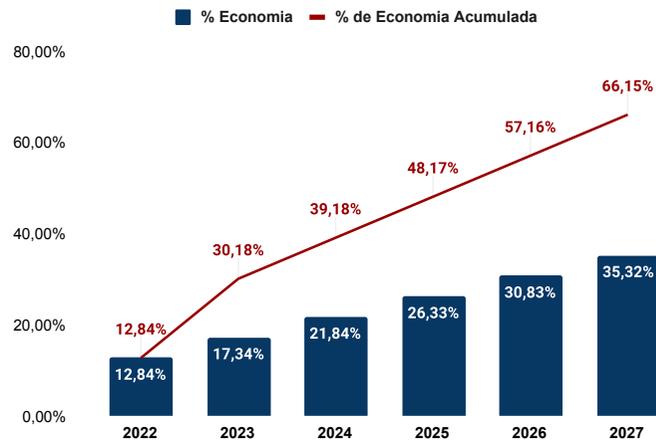
Figura 4 – Diferença percentual entre os resultados da contratação de energia incentivada (50%) e convencional por campus, considerando também a comparação entre a geração de energia.



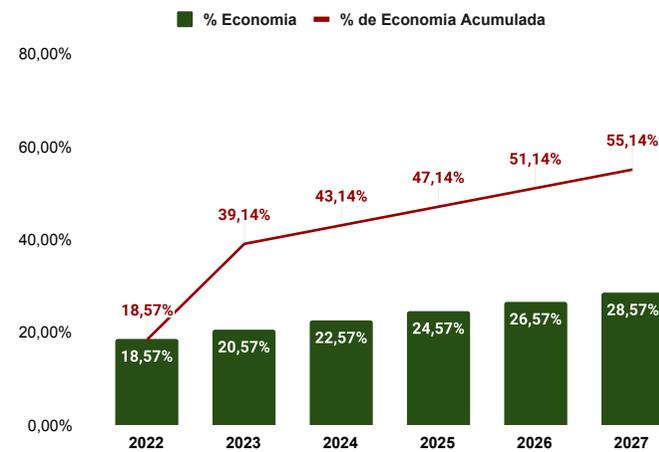
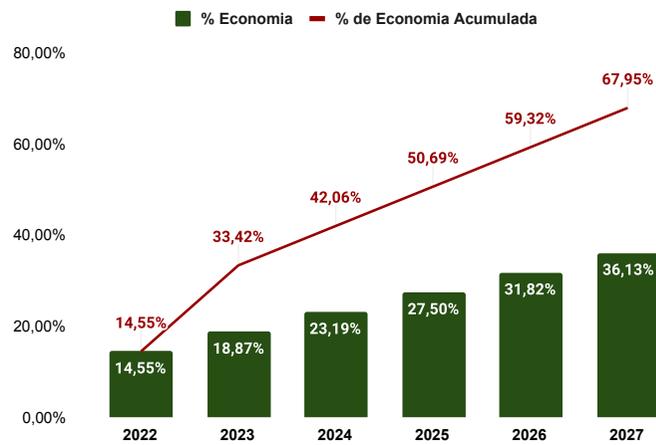
Fonte: Autoria Própria.

Figura 5 – Gráficos de Economia Acumulada do ACL comparando as Modalidades Tarifárias no ACR.

- (a) Economia da Energia Incentivada no ACL x Modalidade Azul no ACR
- (b) Economia da Energia Convencional no ACL x Modalidade Azul no ACR



- (c) Economia da Energia Incentivada no ACL x Modalidade Verde no ACR
- (d) Economia da Energia Convencional no ACL x Modalidade Verde no ACR



Fonte: Autoria Própria

5 RESULTADOS

Para sintetizar os resultados obtidos no estudo de caso, considerando os quatro cenários de análise, foi utilizado a tab. 12.

Tabela 12 – Resultados finais de custo anual de cada cenário, considerando a economia das usinas de geração

Campus	Ambiente de Contratação Regulado		Ambiente de Contratação Livre	
	Tarifa Horária Azul	Tarifa Horária Verde	Energia Incentivada	Energia Convencional
Darcy Ribeiro	R\$ 9.410.640,36	R\$ 9.563.850,49	R\$ 6.168.514,70	R\$ 6.943.910,99
Gama	R\$ 69.613,42	R\$ 67.767,49	R\$ 87.270,08	R\$ 112.182,95
Ceilândia	R\$ 85.019,72	R\$ 68.158,87	R\$ 69.774,36	R\$ 83.051,03
Planaltina	R\$ 206.881,28	R\$ 207.493,74	R\$ 132.872,64	R\$ 140.545,37
Total	R\$ 9.734.208,56	R\$ 9.907.270,58	R\$ 6.458.431,78	R\$ 7.279.690,34

Fonte: Autoria Própria.

Analisando a tab. 12, percebe-se que há pouca diferença (1,75%) entre os dois cenários do ACR. Já entre a escolha de energia convencional para incentivada no ACL, essa diferença já é um pouco mais significativa (11,28%). Entre os ambientes de comercialização, no entanto, os custos são bem mais altos no mercado cativo, quando comparado com o mercado livre, resultando em uma diferença percentual de 30,06%. Vale citar que os dados utilizados para o ACL já consideram valores de contratações de longo prazo.

A análise se torna um pouco mais complexa quando se observa os resultados individuais de cada campus. Isso se deve ao fato de que os campi que mais se beneficiam da geração das usinas (campus Gama e campus Ceilândia) são bem mais impactados com a cobrança da TUSD na parcela de geração, uma vez que no mercado regulado o valor é isento, enquanto que no mercado livre se paga 50% da tarifa de uso no valor da geração.

Já nos outros dois campi, pelo valor da geração ser bem menos impactante no consumo total, os valores de tarifa do mercado livre se tornam bem mais atrativos. Outro fator que impacta na economia dos campi Gama e Ceilândia é que ambos geram energia excedente em alguns meses, passando a economia para o campus Darcy Ribeiro e conseqüentemente não refletindo toda a economia no próprio campus.

No ACR, a economia do sistema de geração de energia é evidentemente maior do que no ACL. O campus mais impactado neste cenário é o Darcy Ribeiro, com uma diferença de 56,05% da economia entre modalidades. Já o campus menos impactado é o campus de Planaltina, com uma diferença de 22,93%. Apesar disso, considerando o contexto geral, a parcela de geração não afeta de forma impactante a análise entre os cenários de contratação.

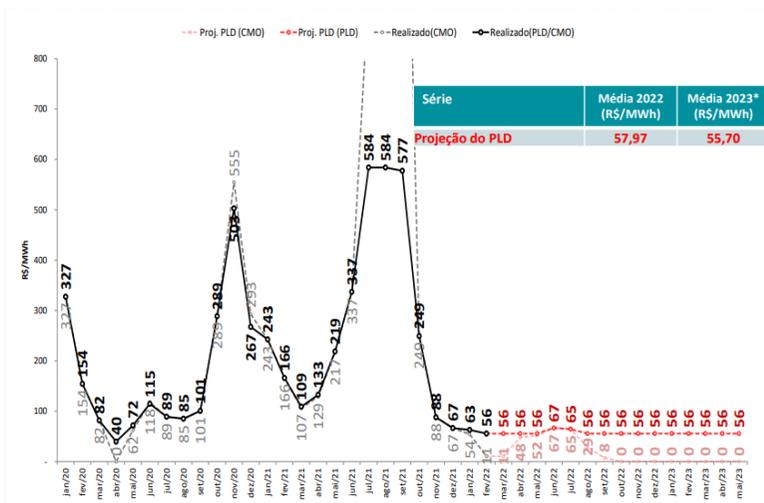
Em relação ao período de transição de tarifas no ACL, contanto que no processo de licitação de uma comercializadora leve-se em consideração o valor máximo de tarifa negociável para que o sistema gere economia, a contratação no ACL sempre trará mais economia quando

comparado com o ACR. Apesar do PLD variar bastante entre os meses e entre os submercados, é possível estipular períodos melhores para negociação de contratos a partir das projeções do PLD para o ano, como pode ser visto na fig. 6. Vale citar que esse método pode ou não ser efetivo, considerando a comercializadora da qual se está fazendo a negociação.

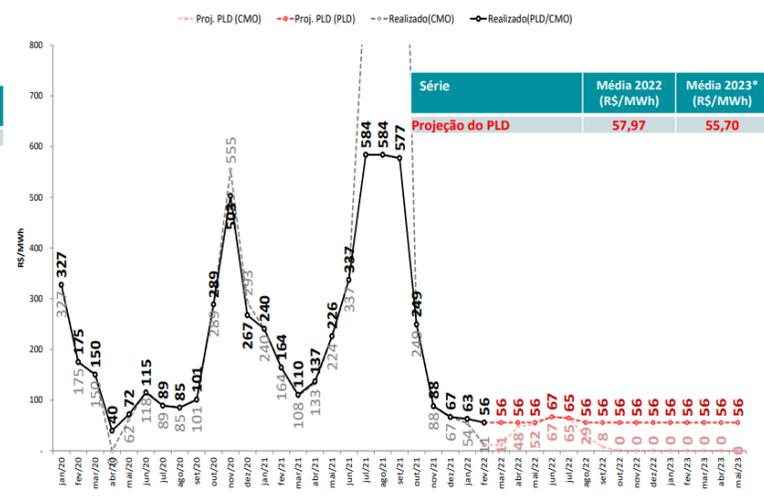
Por fim, o resultado final para este estudo de caso é que o cenário mais atrativo para a Universidade de Brasília é a contratação de energia incentivada no Ambiente de Contratação Livre. Vale citar que os resultados podem variar considerando diferentes custos por MWh descritos no processo de contratação, uma vez que se utilizou valores médios para a análise. Olhando de forma individual, no entanto, para os campi com maior geração de energia é bem mais atrativo se manter no ambiente cativo, a partir da tarifa horária verde. Mesmo assim, a migração para o ACL irá gerar valores significativos de economia acumulada, considerando que o sistema tende a gerar economia mesmo no pior caso analisado. Recomenda-se, no entanto, a contratação de um agente varejista para fazer os processos de contratação de energia no mercado livre, uma vez que os procedimentos dentro da CCEE são muito complexos e podem trazer não só penalidades financeiras para a instituição como também um desligamento compulsório da unidade consumidora caso haja descumprimento das regras do mercado.

Figura 6 – Projeção PLD considerando diferentes submercados.

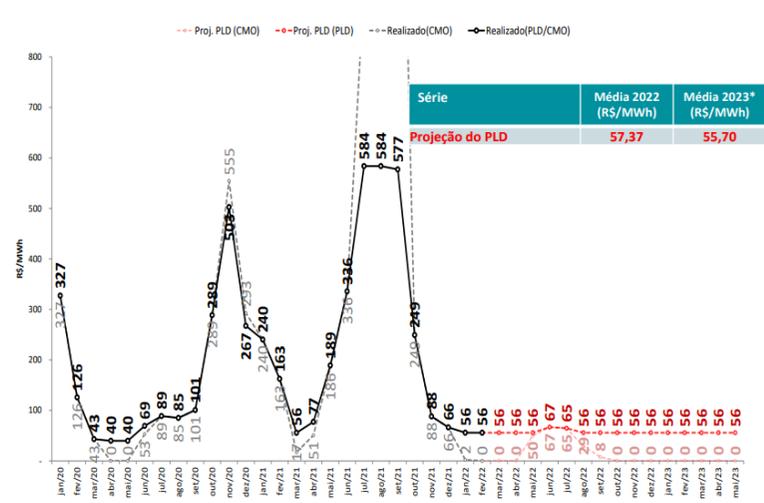
(a) Submercado Sudeste/Centro-Oeste



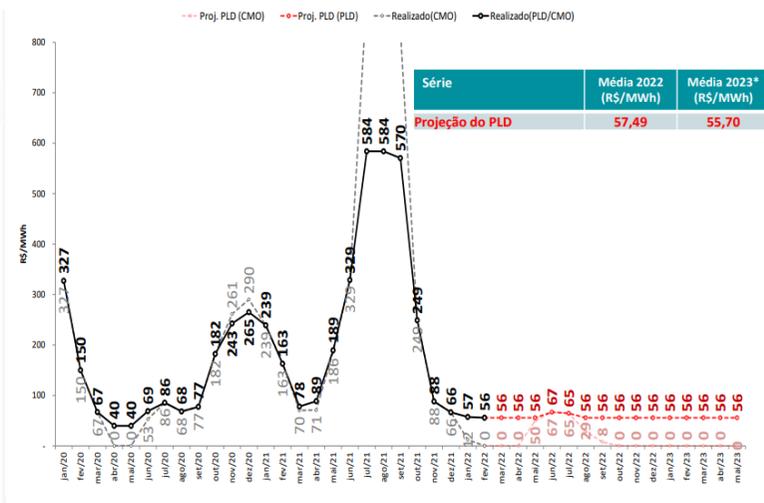
(b) Submercado Sul



(c) Submercado Norte



(d) Submercado Nordeste



Fonte: (CCEE, 2022).

Referências

- ANEEL. Resolução normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- ANEEL. Resolução normativa nº 745 de 22 de novembro de 2016. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 32.
- ANEEL. Conteúdo educativo aneel: Como é composta a tarifa. 2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fconteudo-educativo%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_vE6ahPFxsWHt%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D2>. Citado na página 17.
- ANEEL. Procedimentos de regulação tarifária (proret) - módulo 5: Encargos setoriais. 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Citado na página 17.
- ANEEL. Procedimentos de regulação tarifária (proret) - módulo 7: estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Citado na página 17.
- ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (prodist) - módulo 1. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revis%C3%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13>. Citado na página 15.
- ANEEL. Resolução homologatória nº 2.471 de 16 de outubro de 2018. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182471ti.pdf>>. Citado na página 33.
- BRASIL. Decreto nº 2.003 de 10 de setembro de 1996. 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm>. Citado na página 25.
- BRASIL. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 22.
- BRASIL. Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm>. Citado na página 18.
- BRASIL. Lei nº 13.299 de 21 de junho de 2016. 2016. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/113299.htm>. Citado na página 23.
- BRASIL. Ministério da economia. planejamento avança em estudos de migração para mercado livre de energia. 2017. Disponível em: <<https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/planejamento/planejamento-avanca-em-estudos-de-migracao-para-mercado-livre-de-energia>>. Citado na página 12.
- BRASIL. Portaria nº 514 de 27 de dezembro de 2018. 2018. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754>. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 22.

BRASIL. Portaria nº 465 de 12 de dezembro de 2019. 2019. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>. Citado na página 22.

BRASIL. Agência câmara de notícias. câmara aprova marco legal dos micro e minigeradores de energia. 2021. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/796186-camara-aprova-projeto-sobre-tarifas-para-micro-e-minigeradores-de-energia/>>. Citado na página 16.

CCEE. Contribuição associativa por ano. 2019. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/80-financas-20.html>>. Citado na página 41.

CCEE. Infomercado - dados gerais de 2019. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_646355>. Citado na página 41.

CCEE. Procedimentos de comercialização: Submódulo 1.1 - adesão à ccee. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058253>. Citado na página 18.

CCEE. Fluxo do processo de adesão. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_650683>. Citado na página 20.

CCEE. Procedimentos de comercialização: Submódulo 1.2 - cadastro de agentes. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058259>. Citado 3 vezes nas páginas 18, 21 e 39.

CCEE. Procedimentos de comercialização: Submódulo 3.1 - contratos no ambiente livre. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_062281>. Citado na página 24.

CCEE. Procedimentos de comercialização: Submódulo 5.2 - liquidação no mercado de curto prazo. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058272>. Citado na página 24.

CCEE. Regras de comercialização: 09 - encargos. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_666551>. Citado na página 25.

CCEE. Regras de comercialização: 15 - cálculo de desconto aplicado à tUSD/tUST. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_660578>. Citado na página 23.

CCEE. Regras de comercialização: 21 - alocação de geração própria (agp). 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_660589>. Citado na página 25.

CCEE. Gerência executiva de preços, modelos e estudos energéticos - gepme. 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>>. Citado na página 47.

DCIDE. Boletim semanal da curva forward. 2021. Disponível em: <<https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2022/03/Boletim-S11.pdf>>. Citado na página 40.

EPE. Anuário estatístico de energia elétrica 2021 - ano base 2020. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2021.pdf>. Citado na página 12.

IMBIRIBA, A. L. M. C. Mercado livre de energia: Análise e perspectivas para migração da universidade federal do tocantins câmpus palmas. Universidade Federal do Tocantins, 2021. Citado na página 12.

- INPE. Médias do total diário da irradiação direta normal para o distrito federal. 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/DF_dir.html>. Citado na página 35.
- LAMAS, E. S. Metodologia para avaliação de alternativas de fornecimento de energia elétrica para consumidores do grupo a. 2010. Citado na página 29.
- MATTOS, M. G. Geração distribuída de energia: estratégias para empresas globais em mercados em desenvolvimento. Universidade Federal de Minas Gerais, 2017. Citado na página 12.
- NAVES, H. d. S.; SILVEIRA, I. C. F. P. Viabilidade econômica de migração para o mercado livre de energia: estudo de caso da universidade federal de goiás. Universidade Federal de Goiás, 2019. Citado na página 12.
- ONS. Submódulo 7.11: Implantação do sistema de medição para faturamento. 2021. Disponível em: <http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%207.11-OP_2020.12.pdf>. Citado na página 19.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. et al. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, v. 1, p. 47–499, 2014. Citado na página 32.
- RIZKALLA, F. F. Migração para o mercado livre de energia: estudo de caso do centro de tecnologia da universidade federal do rio de janeiro. *Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)*. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Citado na página 12.
- SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. d. T.; OLIVEIRA, M. A. G. d. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. Sociedade Brasileira de Planejamento Estratégico (SBPE), 2008. Citado na página 15.
- TECPAR. Instituto de tecnologia do paraná é primeira estatal a migrar para o mercado livre de energia. 2020. Disponível em: <<https://www.tecpar.br/Noticia/Tecpar-e-primeira-estatal-migrar-para-o-mercado-livre-de-energia>>. Citado na página 12.
- UNICAMP. Setor de comunicação e divulgação do campus sustentável. 3º boletim informativo - gerenciamento de contratos e demandas de energia da unicamp. 2022. Disponível em: <<https://www.campus-sustentavel.unicamp.br/wp-content/PDFs/Boletim3.pdf>>. Citado na página 12.