



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MATEUS DE GUSMÃO SOBREIRA

**ANÁLISE TARIFÁRIA DE MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Recife
2023

MATEUS DE GUSMÃO SOBREIRA

**ANÁLISE TARIFÁRIA DE MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA
NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador(a): Prof. Dr. José Filho da Costa Castro.

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Sobreira, Mateus de Gusmão.

Análise tarifária de modalidades de contratação de energia no setor elétrico brasileiro / Mateus de Gusmão Sobreira. - Recife, 2023.

72 : il., tab.

Orientador(a): José Filho da Costa Castro

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2023.

1. Mercado Livre de Energia. 2. Geração Distribuída. 3. Setor Elétrico Brasileiro. 4. Autoprodução de Energia. 5. Geração Própria de Energia. I. Castro, José Filho da Costa. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

MATEUS DE GUSMÃO SOBREIRA

**ANÁLISE TARIFÁRIA DE MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA
NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 03/05/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. MsC. Davidson Marques (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado a todos que de alguma forma contribuíram para esta construção.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais que no decorrer da minha formação me deram incríveis oportunidades de aprendizado e, mais importante ainda, de poder errar, aprender com meus erros e arcar com as responsabilidades condizentes.

Aos meus professores que tiveram a paciência de mostrar os diferentes caminhos que a minha vida profissional poderia tomar e me deram as ferramentas para trilhar esses caminhos com destreza.

Aos meus familiares que me deram a segurança que apenas o carinho e afeto poderiam me dar, e a certeza de que o futuro guarda incríveis possibilidades.

A Watt Consultoria que me proporcionou um crescimento profissional único, expandindo minha visão sobre o mundo corporativo.

A Kroma Energia que me deu acesso a um leque de profissionais a frente do setor elétrico e que me desafiaram a me tornar um profissional multifacetado e que agrega principalmente qualidade ao seu trabalho.

E, por fim, aos meus amigos, que tornaram do caminho que trilei até hoje uma experiência que eu escolheria viver novamente dada a opção.

O insucesso é apenas uma oportunidade para
recomeçar com mais inteligência (FORD; HENRY,
1922, MY LIFE AND WORK).

RESUMO

O setor elétrico brasileiro tem caminhado para a abertura do mercado de energia, visando a democratização da escolha do consumidor sobre seu fornecedor e fonte primária energia, assim como está gradativamente diminuindo os subsídios e incentivos da geração própria de energia. Cada unidade consumidora (UC) pode ser elegível para diferentes modalidades de contratação, dentro da estrutura tarifária vigente e das regras de comercialização. Neste contexto, é válido avaliar quais dentre as opções vigentes é adequada a cada perfil de consumo. Para um consumidor cativo (participante do ACR – Ambiente de Contratação Regulada), além da análise de migração para o Ambiente de Contratação Livre (conhecido como Mercado Livre de Energia), da possibilidade de implantação de sistema de geração própria participando do sistema de compensação de energia (SCEE), pode ser de interesse também avaliar a interseção entre ambos, na modalidade de Autoprodução de Energia. Este trabalho analisa, portanto, a viabilidade tarifária e financeira de atuais modalidades e configurações presentes na legislação e regras de comercialização aplicáveis ao Sistema Interligado Nacional (SIN) para consumidores finais, considerando as recentes modificações na legislação do mecanismo do SCEE para a geração própria de energia no Mercado Cativo e a gradual abertura do Mercado Livre de Energia. Ao fim, será apresentado um estudo de caso de um consumidor com a opção de migrar para o Mercado Livre, investir numa geração própria ou uma permuta de ambos, tanto a nível tarifário como a nível financeiro. O estudo busca avaliar quais os impactos das atuais legislações nesta gama de opções de economia de energia para os consumidores brasileiros.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia. Geração Distribuída. Setor Elétrico Brasileiro. Autoprodução de Energia. Geração Própria de Energia. Sistema Interligado Nacional.

ABSTRACT

The Brazilian electricity sector has been moving towards opening the energy market, aiming to democratize the consumer's choice of their energy supplier and primary source, while gradually reducing subsidies and incentives for self-generation of energy. Each consumer unit (UC) may be eligible for different contracting modalities within the current tariff structure and commercialization rules. In this context, it is important to evaluate which of the current options is suitable for each consumption profile. For a captive consumer (participant in the ACR - Regulated Contracting Environment), in addition to analyzing the migration to the Free Contracting Environment (known as the Free Energy Market), the possibility of implementing a self-generation system participating in the energy compensation system (SCEE) may also be of interest. In this context, this work analyzes the tariff and financial feasibility of current modalities and configurations present in the legislation and commercialization rules applicable to the National Interconnected System (SIN) for final consumers, considering recent modifications in the legislation of the SCEE mechanism for self-generation of energy in the Captive Market and the gradual opening of the Free Energy Market. Finally, a case study will be presented of a consumer with the option to migrate to the Free Market, invest in self-generation or a combination of both, considering both tariff and financial aspects. The study aims to evaluate and understand the impacts of current legislation on this range of energy-saving options for Brazilian consumers.

Keywords: Free Energy Market. Distributed generation. Brazilian Electricity Sector. Self-Production of Energy. Self-generated Energy. National Interconnected System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Organograma SEB.	17
Figura 2 - Matriz energética brasileira.	23
Figura 3 - Autoconsumo remoto.....	26
Figura 4 - Autoconsumo local.	27
Figura 5 - Curva de geração e curva de consumo.....	28
Figura 6 - Informações gerais do consumidor.	30
Figura 7 - Informações tributárias e anuais do consumidor.	31
Figura 8 - Informações do faturamento mensal do consumidor.....	31
Figura 9 - Quadro de valores consolidados ano 1	48
Figura 10 - Estrutura do Project Finance.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Mudanças introduzidas por meio da Lei 14.300.	24
Tabela 2 - Progressão da TUSD pela lei 14.300.	25
Tabela 3 - Perfil do consumidor.	32
Tabela 4 - Quadro de faturamento mensal do consumidor A4 verde.	33
Tabela 5 - Quadro de faturamento mensal do consumidor A4 azul.	34
Tabela 6 - Quadro de faturamento mensal ACL fonte convencional.	35
Tabela 7 – Quadro de faturamento mensal ACL fonte i50%.	35
Tabela 8 – Quadro de faturamento mensal ACL fonte i100%.	36
Tabela 9 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo remoto.	38
Tabela 10 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo remoto para nova regra.	39
Tabela 11 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local limitado à demanda.	40
Tabela 12 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local limitado à demanda para nova regra.	40
Tabela 13 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local não limitado à demanda para o ano de ano 1.	41
Tabela 14 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local não limitado à demanda para o ano de ano 2.	42
Tabela 15 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local não limitado à demanda para nova regra.	42
Tabela 16 - Quadro de faturamento mensal APE remoto.	44
Tabela 17 - Quadro de faturamento mensal APE limitado à demanda.	45
Tabela 18 - Quadro de faturamento mensal APE não limitado à demanda.	46
Tabela 19 - Fluxo de caixa ACL	55
Tabela 20 - Fluxo de caixa autoconsumo remoto.	56
Tabela 21 - Resultados do autoconsumo remoto.	56
Tabela 22 - Fluxo de caixa autoconsumo remoto com financiamento	57
Tabela 23 - Resultados do autoconsumo remoto com financiamento	57
Tabela 24 - Fluxo de caixa autoconsumo local limitado à demanda.	58
Tabela 25 - Resultados do autoconsumo local limitado à demanda.	58
Tabela 26 - Fluxo de caixa autoconsumo local limitado à demanda com financiamento	58
Tabela 27 - Resultados do autoconsumo local limitado à demanda com financiamento	59

Tabela 28 - Fluxo de caixa autoconsumo local não limitado à demanda	59
Tabela 29 - Resultados do autoconsumo local não limitado à demanda	60
Tabela 30 - Fluxo de caixa autoconsumo local não limitado à demanda com financiamento .	60
Tabela 31 - Resultados do autoconsumo local não limitado à demanda com financiamento ..	61
Tabela 32 - Fluxo de caixa APE remoto	61
Tabela 33 - Resultados APE remoto.....	62
Tabela 34 - Fluxo de caixa APE remoto com financiamento.....	62
Tabela 35 - Resultados do APE remoto com financiamento.....	63
Tabela 36 - Fluxo de caixa APE local limitado à demanda.....	63
Tabela 37 - Resultados do APE local limitado à demanda.....	64
Tabela 38 - Fluxo de caixa APE local limitado à demanda com financiamento.....	64
Tabela 39 - Resultados do APE local limitado à demanda com financiamento.....	65
Tabela 40 - Fluxo de caixa APE local não limitado à demanda.....	65
Tabela 41 - Resultados do APE local limitado à demanda com financiamento.....	66
Tabela 42 - Fluxo de caixa APE local não limitado à demanda com financiamento	66
Tabela 43 - Resultados do APE local não limitado à demanda com financiamento	67
Tabela 44 - Resultados da análise financeira consolidados.....	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AGP	Alocação de Geração Própria
APE	Autoprodutor de Energia
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Contribuição Associativa
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
EBITDA	Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
FA	Fator de Ajuste
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia Física
IR	Imposto de Renda
MME	Ministério de Minas e Energia
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
REH	Resolução Homologatória
SCEE	Sistema de Compensação de energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistemas Interligado nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Capital Cost</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO.....	14
1.1.1	Objetivo geral.....	15
1.1.2	Objetivos Específicos	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	SETOR ELÉTRICO DO BRASIL	17
2.1	ORGANIZAÇÃO.....	17
2.2	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO.....	18
2.3	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE.....	19
2.3.1	Fontes de energia.....	19
2.3.2	Encargos setoriais.....	20
3	GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL	23
3.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PELA LEI 14.300.....	24
3.1.1	Autoconsumo remoto	25
3.1.2	Autoconsumo Local	26
3.2	APE – AUTOPRODUTOR DE ENERGIA.....	28
3.2.1	APE remoto	29
3.2.2	APE local.....	29
4	ESTUDO DE CASO	30
4.1	DEFINIÇÃO DO CONSUMIDOR.....	30
5	ANÁLISE TARIFÁRIA.....	33
5.1	ANÁLISE TARIFÁRIA: ACR	33
5.2	ANÁLISE TARIFÁRIA: ACL	34
5.3	ANÁLISE TARIFÁRIA: GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - GD	36
5.3.1	Autoconsumo remoto	37
5.3.2	Autoconsumo local limitado à demanda	39
5.3.3	Autoconsumo local não limitado à demanda	41
5.4	ANÁLISE TARIFÁRIA: APE.....	43
5.4.1	APE remoto	43
5.4.2	APE local limitado à demanda	44
5.4.3	APE local não limitado à demanda	46
5.5	RESULTADOS CONSOLIDADOS DA ANÁLISE TARIFÁRIA.....	46
6	ANÁLISE FINANCEIRA.....	49
6.1	PROJECT FINANCE.....	49
6.2	MODELO FINANCEIRO.....	50
6.2.1	Premissas do modelo.....	50

6.2.2	Resultados do modelo	53
6.3	ANÁLISE FINANCEIRA: ACL.....	54
6.4	ANÁLISE FINANCEIRA: GD.....	55
6.4.1	Análise para autoconsumo remoto	56
6.4.2	Análise financeira para autoconsumo local limitado à demanda	57
6.4.3	Análise financeira para autoconsumo local não limitado à demanda	59
6.5	ANÁLISE FINANCEIRA: APE.....	61
6.5.1	Análise para APE remoto	61
6.5.2	Análise para APE local limitado à demanda	63
6.5.3	Análise para APE local não limitado à demanda	65
6.6	RESULTADOS CONSOLIDADOS DA ANÁLISE FINANCEIRA.....	67
7	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	69
	REFERÊNCIAS	70

1 INTRODUÇÃO

As regras de comercialização atualmente em vigência permitem que uma parcela dos consumidores possa escolher o fornecedor de sua energia por meio do Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACL, além do preço historicamente competitivo, há outros benefícios em potencial, tal como os descontos aplicáveis às tarifas de uso do fio das distribuidoras para as fontes incentivadas[1].

Além da migração para o ACL, uma segunda alternativa para determinados perfis de consumidores é o investimento em geração própria de energia, tal como em empreendimento do tipo micro e minigeração fotovoltaica[2]. Apesar do alto investimento inicial, é possível obter retorno a médio prazo do valor investido e continuar obtendo receitas positivas (lucros) durante o período de operação da usina. Ressalta-se, entretanto, que a modalidade associada ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE, passa por uma reforma regulatória por meio da Lei 14.300 - Marco Legal da Geração Distribuída (homologada e publicada em 06/01/2022 e com vigência a partir de 06/01/2023) [3], que pode impactar a viabilidade econômica de novos projetos enquadrados no novo conjunto de regras.

Adicionalmente, há ainda uma terceira alternativa de contratação, a Autoprodução de Energia (APE). Trata-se de uma opção ainda pouco explorada, mas com tendência de crescimento entre consumidores de pequeno e médio porte, que junta o investimento em uma geração de energia ao ACL, resultando numa fusão entre a liberdade de comercialização com a autonomia da produção própria de energia.

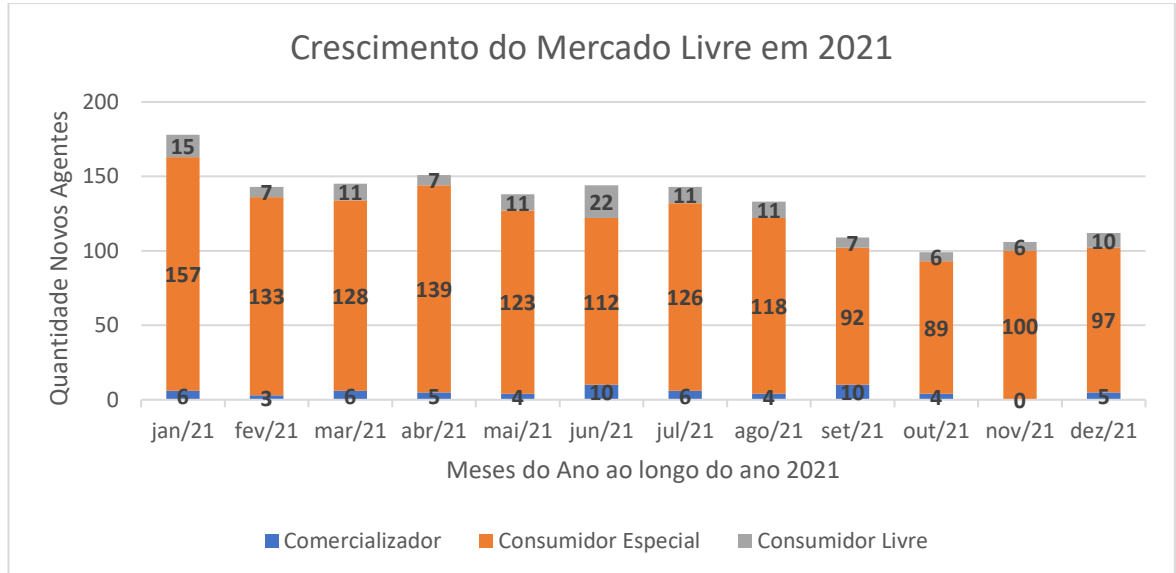
Neste contexto, este trabalho tem por objetivo avaliar as regras e estratégias de contratação de um insumo essencial, a energia elétrica, em diferentes alternativas, considerando a regulação vigente e os dos ajustes regulatórios introduzidos pelo Marco Legal da Geração Distribuída, bem como analisar os aspectos de contratação via ACL na modalidade de Autoprodução de Energia.

1.1 Motivação

Diante de todas as nuances das regulações atuais, e do crescimento constante dos consumidores no mercado livre, como observado no Gráfico 1, se vê justificada a necessidade deste estudo, sendo seu principal objetivo evidenciar os benefícios de cada modalidade, a nível

de economia gerada para o consumidor, e comparar os resultados tarifários e financeiros entre si para saber qual a opção de melhor retorno.

Gráfico 1 - Crescimento do mercado livre em 2021



Fonte: adaptado de [4].

1.1.1 Objetivo geral

Realizar estudo de caso e concluir através de resultados de análises tarifárias e financeiras a melhor opção para economia e retorno financeiro de investimento.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do estudo são evidenciar os benefícios de cada modalidade, a nível de economia gerada para o consumidor, e comparar os resultados tarifários e financeiros entre si para saber qual a opção de melhor retorno. Para isto, alguns objetivos específicos serão executados:

- Apresentar estrutura vigente do setor elétrico;
- Analisar opções do Mercado Livre de Energia e suas nuances;
- Exibir as mudanças regulamentárias previstas por novas legislações sobre Geração Distribuída;

- d) Mostrar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, assim como o mecanismo da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) de Alocação de Geração Própria (AGP);
- e) Realizar estudo de caso tarifário e posteriormente um modelo de estudo financeiro de projetos.

1.2 Organização do Trabalho

Inicialmente, será apresentada a base teórica do estudo, com breve contexto histórico e os ambientes de contratação atuais, para logo em seguida no capítulo de geração de energia ser exposta a legislação vigente e descrição das diferenças entre as modalidades de geração própria a serem abordadas.

O estudo de caso se inicia com a apresentação de um consumidor no ACR (Ambiente de Contratação Regulado). A primeira análise tarifária julgará se o consumidor se encontra na melhor opção de tarifação da energia no mercado cativo. Então se inicia as análises de modalidades tarifárias, que estarão separadas em três capítulos, vindos da análise de ACL e geração de energia no ambiente cativo ou regulado, contendo até três subcategorias de geração, provenientes das possibilidades de conexão com a rede elétrica. Serão obtidos sete resultados tarifários que então passarão pela etapa de análise financeira, onde a análise do ACL trará um resultado monetário específico, e as demais análises lidarão duas possibilidades de investimento, considerando aportes iniciais e financiamento, fixando todos os resultados obtidos para um mesmo período.

A conclusão e recomendações usará dos resultados da análise financeira para entender como os resultados podem ser interpretados do ponto de vista do consumidor que tem a opção de aportar qualquer montante para o fim de economizar energia e gerar riqueza.

2 SETOR ELÉTRICO E AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

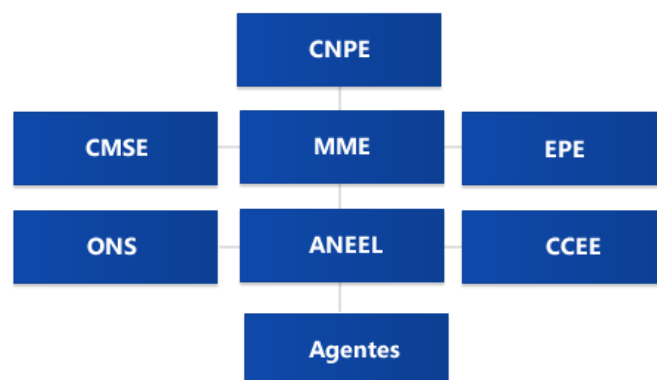
Historicamente, se data o início do século XX a necessidade de criação de empresas de energia elétrica que acompanharam o crescimento de desenvolvimento das grandes cidades do Brasil. A primeira legislação federal aplicada ao setor foi o Código de Águas, regulamentando a propriedade e uso do que viria a ser a maior fonte por anos, a até hoje, da matriz energética brasileira.

Em sequência, o governo criou órgãos regulamentadores das águas e energia, passando para o atual Ministério de Minas e Energia (MME) [5] e seu foco foi na estatização e centralização do crescimento do Sistema Interligado Nacional (SIN), o que funcionou bem até o fim da década de 60. As seguintes décadas de 70 e 80 foram marcadas por crises econômicas e políticas que desestabilizaram o setor elétrico, e então na década de 90 o governo mudou seu viés e passou a incentivar a desestatização do setor, dando força às empresas privadas e criando a necessidade de um ambiente que incentivasse a comercialização da energia entre geradores e consumidores.

2.1 Organização

Se visto hoje, a organização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) pode ser representado pela Figura 1:

Figura 1 - Organograma SEB.



Fonte: adaptado de [6].

Onde pode se definir sucintamente os órgãos/instituições como:

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: Composto pelo Ministro de Minas e Energia que o preside, dez membros da administração do Governo Federal e três representantes escolhidos pelo Presidente da República, tem como responsabilidade propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o SEB.
- Ministério de Minas e Energia – MME: O agente institucional primário do setor elétrico, redator das diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: Que deve acompanhar e avaliar o suprimento de energia por todo território brasileiro.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Uma autarquia federal com a responsabilidade de regular e fiscalizar o setor elétrico.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: Organização que coordena e controla todo o SIN. Em si a responsável pela supervisão e operação de toda geração de energia e transmissão da mesma pelo território federal.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: Associação Civil que viabiliza e monitora as atividades econômicas do setor elétrico [6].

2.2 Ambiente de contratação regulado

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR) comporta os consumidores cativos, que consomem energia adquiridas pelas distribuidoras de energia da sua localidade. Ele também é marcado pelo método de licitações como maior meio de compra e venda de energia entre as distribuidoras e geradoras.

2.3 Ambiente de contratação livre

O Ambiente de Contratação Livre, comumente conhecido como Mercado Livre, tem como definição permitir a negociação e a competitividade no comércio de energia, habilitando geradores, consumidores e comercializadoras a formalizar contratos de compra e venda de energia bilaterais. O órgão supervisor desse comércio é a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica, e por meio dela se viabiliza e monitora o ambiente comercial do setor elétrico.

O ACL hoje apresenta aproximadamente 31 mil unidades consumidoras, que apesar de representar apenas 17% das unidades de alta tensão (unidades conectadas a redes de 2,3kV), e 0,0003% de todas as unidades consumidoras no Brasil, consomem 37% de toda a energia consumida no país e aumentando gradativamente sua parcela de participação. O crescimento do mercado livre também pode ser apresentado com o crescimento do número de comercializadoras, que hoje chega a 500 em atividade no mercado [7].

2.3.1 Fontes de energia

O ACL é marcado pelo uso de energias renováveis, tendo 50% da energia gerada por Usinas Eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Usinas Fotovoltaicas (UFV) comercializada no mercado livre. Isso se deve não apenas pelo seu apelo ambiental, como também pelos incentivos tarifários agregados à essas fontes [8].

Dentre as fontes comercializadas de energia, existem duas classificações: as fontes convencionais e as fontes incentivadas, sendo essa última classificada como 50% ou 100% incentivada. Enquanto a energia convencional não traz alterações nas componentes tarifárias aparte de seu preço de venda, mais atraente que os demais, as fontes incentivadas agregam ao gerador e ao consumidor final na forma de descontos aplicados às tarifas de distribuidoras. Os geradores encontram descontos na tarifa da demanda de geração da usina, e os consumidores vão encontrar descontos envolvendo as tarifas de demanda e/ou a TUSD Ponta, tarifa de uso do fio em horário de ponta, a depender da sua classificação quanto ao horo sazonal. Os descontos serão aplicados seguindo as fórmulas (2.1) e (2.2).

$$Tarifa_{Demanda_{iX\%}} = Tarifa_{Demanda} * (1 - X\%) \quad (2.1)$$

$$Tarifa_{TUSD_{Ponta_{iX\%}}} = (1 - X\%) * (Tarifa_{TUSD_{Ponta}} - Tarifa_{TUSD_{ForaPonta}}) + Tarifa_{TUSD_{ForaPonta}} \quad (2.2)$$

Onde:

Tarifa_Demanda_iX%: Tarifa em R\$ por kW referente à demanda contratada do consumidor livre que contrata uma energia de fonte incentivada com X% de desconto na TUSD;

Tarifa_Demanda: Tarifa em R\$ por kW referente à demanda contratada do consumidor que contrata energia da distribuidora local;

X%: Percentual de economia referente à fonte incentivada da energia contratada;

Tarifa_TUSD_Ponta_iX%: Tarifa em R\$ por MWh referente ao preço do uso do fio em horário de ponta da distribuidora para o consumidor que contrata uma energia de fonte incentivada com X% de desconto na TUSD;

Tarifa_TUSD_Fora_Ponta: Tarifa em R\$ por MWh referente ao preço do uso do fio em horário fora de ponta da distribuidora para o consumidor que contrata energia da distribuidora local;

Tarifa_TUSD_Ponta: Tarifa em R\$ por MWh referente ao preço do uso do fio em horário de ponta da distribuidora para o consumidor que contrata energia da distribuidora local;

Se o consumidor for horo-sazonal verde, ele aplicará os descontos sobre a sua tarifa de demanda única e sobre a TUSD Ponta, enquanto consumidores de horo sazonal azul aplicarão a fórmula de desconto da demanda sobre ambas suas demandas Ponta e Fora Ponta [9]. Geradores são cobrados a demanda de geração, e esta também recebe descontos seguindo a fórmula da tarifa da demanda vista anteriormente na equação (2.1).

2.3.2 Encargos setoriais

No intuito de promover o desenvolvimento do setor elétrico, o governo definiu encargos com o objetivo de subsidiar novas políticas públicas de expansão e manutenção da rede. Podem ser citados encargos hoje como:

- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Conta de Consumo de Combustível – CCC;
- Programada de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Perdas Percentuais por Transmissão;

- Conta de Desenvolvimento Energético - COVID – CDE_c;
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- Encargos de Serviços do Sistema - ESS;
- Operador Nacional do Sistema – ONS;
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D;
- Encargo de Energia de Reserva – EER.

Estes encargos não são vistos pelos consumidores cativos uma vez que se encontram dentro do preço final das tarifas das distribuidoras.

No mercado livre, entretanto, alguns desses encargos são cobrados separadamente. Os mais impactantes são:

- CDE_c: Um encargo temporário existirá durante a amortização referente às contribuições públicas para distribuidoras não desligarem consumidores inadimplentes durante o período da pandemia. O valor embutido na Tarifa de Energia (TE) será cobrado separadamente na fatura da distribuidora.
- PROINFA e Perdas: Esses encargos também estão presentes no cálculo da TE. Quanto ao cálculo feito pela CCEE, eles são considerados em conjunto para representar a diferença em montante entre a energia gerada e consumida, seguindo a equação abaixo:

$$\text{Consumo}_{ACL} = \text{Consumo}_{ACR} * (1 + \text{Perdas} - \text{PROINFA}) \quad (2.3)$$

Onde:

Consumo_ACL: Montante em MWh referente a contratação de energia de um consumidor livre;

Consumo_ACR: Montante em MWh referente ao consumo de energia de um consumidor no mercado cativo;

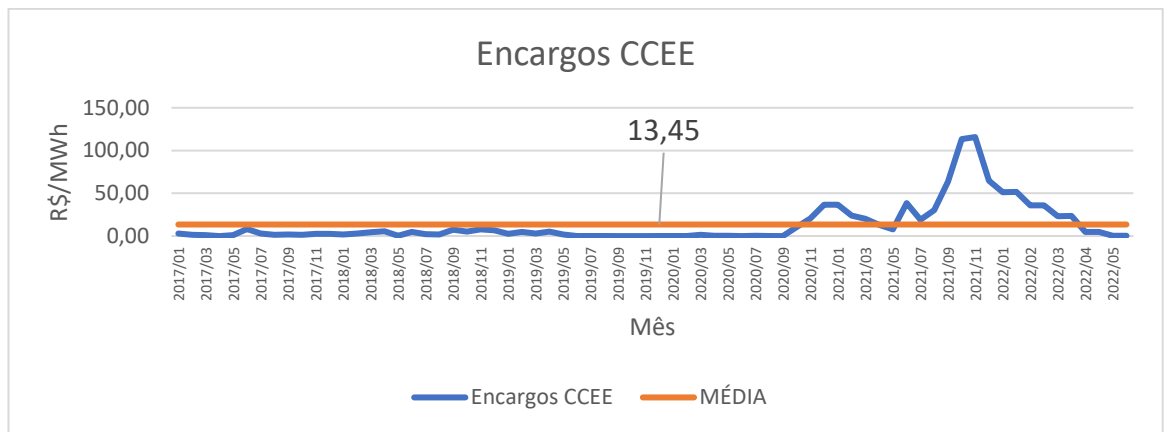
Perdas: Percentual de representação das perdas consideradas pela transmissão da energia;

PROINFA: Percentual referente à parcela do encargo PROINFA.

- ESS e EER: Ambos estes encargos deixam de ser cobrados pela distribuidora uma vez que o consumidor seja livre, porém serão cobrados pela CCEE através de boletos mensais.

Quanto ao último ponto, é válido ressaltar que existem alguns encargos cobrados diretamente pela CCEE, sendo estes o EER, a Garantia Física (GF), que engloba o ESS, e a Contribuição Associativa (CA), que é em si uma mensalidade para fazer parte da CCEE como Agente. Desta forma, se viu de interesse calcular uma média histórica para esses valores juntos, assim havendo um parâmetro único para os valores pagos à CCEE pelo Agente Livre, vide Gráfico 2:

Gráfico 2 - Histórico e média de encargos CCEE.

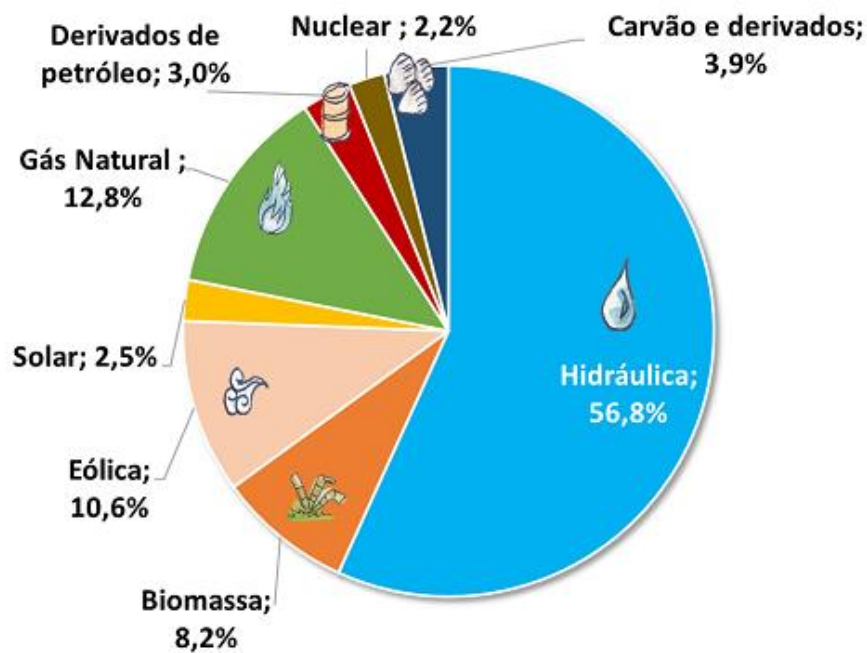


Fonte: elaboração própria.

3 GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

Se comparado ao restante dos países no mundo, o Brasil tem uma das matrizes energéticas mais verdes, constituída majoritariamente por fontes hidráulicas (aproximadamente 56% da matriz), com forte presença das fontes eólicas, biomassa, solar e nuclear (aproximadamente 24%) e o restante composto por fontes de combustíveis fósseis como gás natural, carvão e derivados de petróleo (aproximadamente 20%), observável na Figura 2[10].

Figura 2 - Matriz energética brasileira.



Fonte: [7].

Analisando o histórico de composição da matriz energética através do BEN [11], é entendido que há um crescimento considerável de fontes solares, especialmente as usinas fotovoltaicas. Isto se dá em larga escala pela viabilidade econômica causada pelos incentivos fiscais e tarifários atrelados a elas e seu baixo custo, se comparado a outras fontes, de instalação. Dentro desse setor fotovoltaico, usinas de Geração Distribuída (GD) tiveram um crescimento exponencial nos últimos anos, especialmente pela contínua melhoria da eficiência de equipamentos e barateamento dos custos de compra e instalação de módulos, chegando em dezembro de 2022 a 15,85GW instalados [2].

3.1 Geração distribuída pela Lei 14.300

O crescimento de GD no Brasil pode ser atribuído em especial aos métodos de abatimento dos créditos de energia, seguindo o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que por muito tempo abatiam o montante de energia como todo, anulando os custos com a TE e a TUSD para consumidores qualificando esse montante apenas pelo horo sazonal que foi produzido e realizando a conversão pelo Fator de Ajuste (FA), visto na Equação 3.1, no caso de abatimentos em que geração e consumo se encontram em horosazonais diferentes.

$$\frac{TE_{Ponta}}{TE_{Fora_Ponta}} = FA \quad (3.1)$$

Onde:

TE_Ponta: Tarifa em R\$ por MWh referente à energia que a distribuidora local atribui para o horário de ponta.

TE_Fora_Ponta: Tarifa em R\$ por MWh referente à energia que a distribuidora local atribui para o horário fora de ponta.

FA: Índice usado para a o fator de ajuste entre energia gerada fora do horário de ponta para o horário de ponta.

Em 06 de Janeiro de 2022, entretanto, foi aprovada a Lei 14.300, [3], que instituiu o marco legal da geração distribuído, trazendo algumas mudanças como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Mudanças introduzidas por meio da Lei 14.300.

PROJETOS COM ORÇAMENTO DE CONEXÃO PROTOCOLADOS	APÓS 07/01/2023
Potência Máxima da Usina Fotovoltaica	3 MW
Compensação de Energia	Parte do Fio B e de outras componentes tarifárias vão passar a ser cobrados na conta de energia já em 2023. As porcentagens vão aumentando ao longo dos anos.
Fatura Mínima	Taxa de Disponibilidade ou Fio B (o que for maior)
Demanda Contratada	TUSDg

Fonte: Elaboração Própria.

Outras mudanças referentes aos novos tipos de gerações distribuídas e pequenas mudanças no SCEE também podem ser encontradas na legislação nova, porém é válido para este estudo ressaltar que não haverá mais bitributação da taxa de disponibilidade, como acontecia previamente a 14.300, e também é válido explicar como se dará a progressão de faturamento da TUSD [12], visto na Tabela 2.

Tabela 2 - Progressão da TUSD pela lei 14.300.

Geração Junto à Carga Geração Compartilhada EMUC Autoconsumo até 500kW Fontes Despacháveis - qualquer modalidade - % de pagamento da TUSD fio B						
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029*
15%	30%	45%	60%	75%	90%	Nova Regra
Autoconsumo Remoto > 500kW Geração Compartilhada quando um consumidor tiver 25% ou mais dos créditos						
2023 a 2028						2029*
100% TUSD fio B + 40% TUSD fio A + TFSEE + P&D						Nova Regra
* Projetos apresentados entre o 13º e 18º mês de aprovação da lei continuam na regra de transição até o final de 2030.						

Fonte: [10].

Quanto à nova regra, vista na Tabela 2, ela só será definida após o fim do 18º mês após a aprovação da lei, portanto apenas após junho de 2023. Para se completar o estudo financeiro posterior ao tarifário, se usará como premissa que a nova regra irá impor sobre a GD que sua TUSD usará da mesma tarifa que a TUSD para APE's.

3.1.1 Autoconsumo remoto

Dentre as modalidades de minigeração, a mais usada por indústrias situadas em regiões metropolitanas, com alta densidade populacional e pouca área disponível, é o Autoconsumo Remoto, que se configura por meio de uma unidade de geração de energia separada das unidades consumidoras que se aplicam o SCEE, vide Figura 3, lembrando que tanto a unidade geradora como as demais consumidoras devem estar sob o mesmo CPF ou CNPJ, e todas dentro da mesma área de concessão (sob a mesma distribuidora). Portanto, haverá sempre o uso da

rede de distribuição, uma vez que existem ao menos dois relógios medidores de energia, um contabilizando toda a energia gerada inserida na rede e outro contabilizando toda a energia consumida da rede. Essa configuração é logicamente a que resulta em maior taxação pelo uso do fio, uma vez que todo o montante gerado é inserido no sistema elétrico, e tem o maior gasto por demanda, já que ambos os medidores devem requerer uma potência grande o bastante para necessitar de um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), assim tendo uma demanda contratada no mínimo apenas para a usina.

Figura 3 - Autoconsumo remoto.



Fonte: adaptado de [13].

3.1.2 *Autoconsumo Local*

Em ocasiões em que há uma área junto a uma única unidade consumidora, é interessante averiguar a viabilidade de se instalar uma usina que use do mesmo medidor que a unidade consumidora, vide Figura 4, assim configurando o Autoconsumo Local.

Figura 4 - Autoconsumo local.



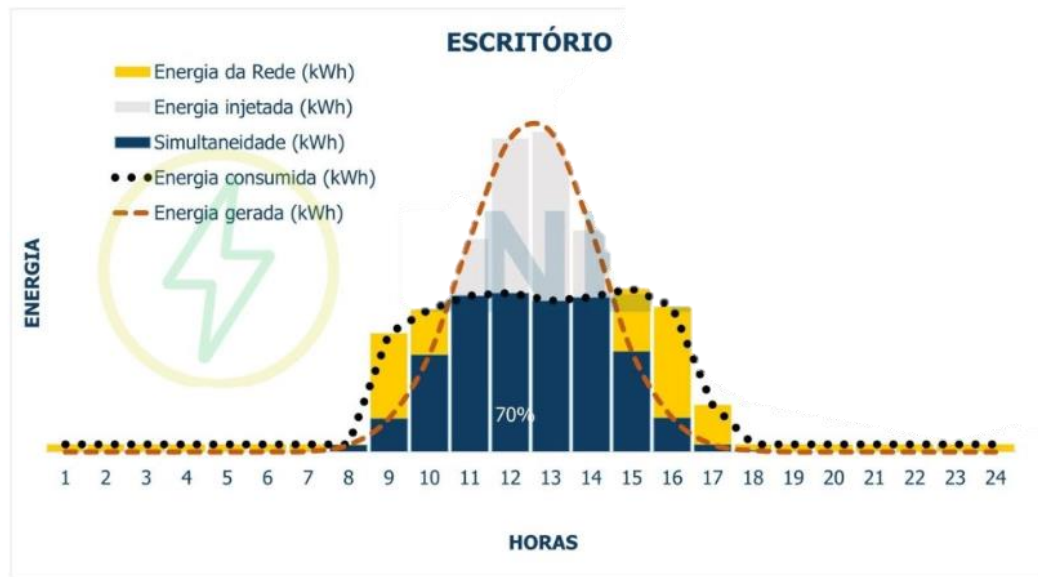
Fonte: adaptado de [12].

Nesta configuração, é importante separar o autoconsumo local em duas opções:

- Limitado à Demanda: quando a UFV é projetada com o intuito de ter a mesma potência, demanda, que a unidade consumidora, assim não se fazendo necessário aumentar a demanda contratada, porém, normalmente, não produzindo toda a energia necessária para abater todo o consumo;
- Não Limitado à Demanda: quando a UFV é projetada para abater todo o montante de energia consumido, normalmente se fazendo necessário aumentar a demanda contratada para atender a demanda da usina.

Se faz necessário apontar que no segundo caso, é normal que seja necessário o uso da rede de distribuição uma vez que para não se consumir nenhuma energia da rede a geração e o consumo de energia deveriam ocorrer simultaneamente. As curvas naturais de geração e consumo podem ser vistas na Figura 5, e o quanto a curva de geração se sobrepõe à de consumo é o princípio chamado de Simultaneidade.

Figura 5 - Curva de geração e curva de consumo.



Fonte:

Fonte: adaptado de [13].

3.2 APE – Autoprodutor de Energia

Após a criação do mercado livre de energia, usinas de açúcar viram o resíduo que era o bagaço da cana e notaram o potencial de geração de energia, dando força à fonte de Biomassa. Essas usinas, que consumiam muita energia no seu período entre safras e geravam energia na sua safra, criaram a necessidade de se haver uma legislação que englobasse consumidores eletrointensivos de energia que também produzissem sua própria energia, criando então em 1990 os APE's e os Produtores Independentes de Energia (PIE). Houve uma queda no número de autoprodutores entre os anos 2000 e 2018, porém, nos últimos anos se viu o crescimento da categoria de consumidor livre devido a novos modelos de negócios em conjunto com a abertura do mercado [16].

O grande diferencial para o autoconsumo é o fato de o consumidor estar no ACL, logo há a oportunidade de usar dos descontos sobre as tarifas das fontes incentivadas assim como, no caso de não haver total abatimento da energia, a oportunidade de comprar o restante à preços competitivos de mercado ao invés da distribuidora.

3.2.1 APE remoto

Assim como o autoconsumo remoto, o APE Remoto tende a se configurar por unidades consumidoras que não podem gerar a sua energia junto ao medidor. Seu diferencial, entretanto, se encontra na liberdade de gerar sua energia em qualquer área que faça parte do SIN, uma vez que APE's não usam do SCEE, mas do mecanismo de Alocação de Geração Própria (AGP), que calcula o preço da energia no momento de sua geração e local de sua geração, assim realizando não o abatimento por montante gerado e montante consumido, mas por valor gerado e valor consumido. Quanto ao uso do fio visto pelas distribuidoras, todas já possuem em suas Resoluções Homologatórias (REH), o valor referenciado como TUSD APE, que tem um valor menor que a TUSD usual por não se cobrar os encargos da CDE, CDE_c e PROINFA [17].

É válido ressaltar também que o montante de energia abatida pelo AGP também é acusado na CCEE, o que gera encargos setoriais semelhantes aos de ACL, porém apenas a CA e um percentual da GF. Será atribuído um valor de R\$5,00/MWh.

3.2.2 APE local

Assim como visto anteriormente, o APE Local funciona bem para consumidores com uma área próxima ao seu medidor da unidade consumidora. E assim como visto no autoconsumo local, existem duas maneiras de projetar a usina, limitando-a à demanda ou não a limitando à demanda e abatendo toda a energia consumida.

4 ESTUDO DE CASO

Após uma revisão do histórico, das modalidades, das diferenças, semelhanças, benefícios e dificuldades dos diferentes modos de se comprar e gerar a própria energia, é de interesse comprovar matematicamente, por meio de um estudo de caso, qual das opções melhor se encaixaria para um certo consumidor e descobrir quais as variáveis de maior importância no processo.

4.1 Definição do consumidor

Foi escolhida uma indústria (denominada neste trabalho de indústria A) localizada no Ceará. As próximas análises serão realizadas usando as informações presentes na conta de energia provida pela indústria A, Figura 7, Figura 8 e Figura 8.

Figura 6 - Informações gerais do consumidor.

enel Companhia Energética do Ceará
Rua Padre Valdevino, 150
Fortaleza - CE - CEP: 60135-040
CNPJ: 07.047.251/0001-70 - CGF: 06.105.848-3

DOCUMENTO AUXILIAR DA NOTA FISCAL DE ENERGIA ELÉTRICA ELETRÔNICA

CLASSIFICAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA	TIPO DE FORNECIMENTO	DATAS DE LEITURA	LEITURA ANTERIOR	LEITURA ATUAL	Nº DE DIAS	PROXIMA LEITURA
A4 HOROSAZONAL VERDE - Industrial Outros	TRIFÁSICO		01/07/2022	01/08/2022	31	01/09/2022

MÊS/ANO	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
08/2022	26/08/2022	R\$159.434,60

MENSAGENS IMPORTANTES
Períodos: Band. Tarif.: Verde - 02/07 - 01/08 Prezado cliente, a partir de 1º de agosto começam as visitas dos recenseadores que farão a coleta de dados para o Censo Demográfico 2022. Alíquota do ICMG limitada a 18% pela Lei CE nº 18.154/2022. Acréscimo 2% de FECOP até 31/12/2023 pela Lei complementar CE nº 257/2022. A tarifa da Enel Ceará foi reajustada, em média -3,01%, por meio da REH ANEEL nº 3.061/22, com vigência de 13/07/22 a 21/04/23. Mês de Agosto/22: bandeira verde.

Fonte: elaboração própria.

Analisando as informações gerais do consumidor, sabemos que ele tem como concessionária a Enel CE, desta forma podemos assumir que as tarifas que se aplicarão a ele serão encontradas na REH mais recente da Enel CE, sendo essa a RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.061 DE 12 DE JULHO DE 2022 [18]. Também é visto que a indústria está sob a classificação A4 HOROSAZONAL VERDE, indicando o tipo de tarifação sobre horário de ponta aplicado sobre o uso do fio e demanda única.

Figura 7 - Informações tributárias e anuais do consumidor.

TRIBUTOS	BASE CALC (R\$)	ALÍQUOTA (%)	VALOR (R\$)	GRANDEZAS CONTRATADAS	
PIS/PASEP	128243,08	0,77	987,44	DEMANDA FORA PONTA - KW	910,00
COFINS	128243,08	3,53	4.526,96		
ICMS	154290,05	20,00	30.857,99		

HISTÓRICO DO FATURAMENTO					
MÊS/ANO	Demanda kW		Consumo Faturado kWh		Nº DIAS FAT
	Hora Ponta	Hora Fora Ponta	Hora Ponta	Hora Fora Ponta	
AGO / 2022	361,20	709,80	7619,00	239428,00	31
JUL / 2022	361,20	716,52	13276,00	252800,00	30
JUN / 2022	473,76	729,96	15875,00	268291,00	31
MAI / 2022	326,76	603,96	5451,00	233085,00	30
ABR / 2022	410,76	767,76	15350,00	237447,00	31
MAR / 2022	370,44	773,64	18843,00	300602,00	28
FEV / 2022	480,48	937,44	16336,00	338649,00	31
JAN / 2022	365,40	884,52	22495,00	376691,00	31
DEZ / 2021	369,60	786,76	12241,00	255666,00	30
NOV / 2021	273,84	686,28	2475,00	197741,00	31
OUT / 2021	42,84	587,16	1919,00	189329,00	30
SET / 2021	42,00	582,96	1972,00	192208,00	31
AGO / 2021	217,56	497,28	1829,00	162301,00	31

Fonte: elaboração própria.

Com as informações tributárias, destacadas de vermelho, será possível realizar uma estimativa próxima dos valores finais das tarifas que serão cobradas pela concessionária, será porém usado o ICMS com a alíquota a 18%, uma vez que a motivação para haver o acréscimo de 2% se der pelo Fundo Estadual de Combate à Pobreza até 31/12/2023 pela Lei complementar nº 287/2022 [19], voltando então para os 18% instituídos como dito pela Lei Complementar 194/22 [20]. A demanda contratada, destacada em verde, será usada como valor absoluto da demanda para melhor embasamento do estudo e maior conservadorismo quanto aos custos dela. Destacados em amarelo os valores aferidos mês a mês para o período de 13 meses o consumo da unidade no horário de ponta e fora ponta, será então usada uma média dos últimos 12 meses para se descobrir o consumo médio do consumidor.

Figura 8 - Informações do faturamento mensal do consumidor.

DESCRIÇÃO DO FATURAMENTO									
Itens de Fatura	Unid.	Quant.	Preço unit (R\$) com tributos	Valor (R\$)	PIS/COFINS	Base Calc ICMS (R\$)	Alíquota ICMS	ICMS	Tarifa unit (R\$)
Energia Atv For F Ponta TE	KW	239.428,000	0,37146	88.937,35	3.059,44	88.937,35	20,00%	17.787,47	0,28439
Energia Atv For F Ponta TUSD	KW	239.428,000	0,10284	24.622,33	847,00	24.622,33	20,00%	4.924,46	0,07873
Energia Atv For Ponta TE	kWh	7.619,000	0,59841	4.559,25	156,83	4.559,25	20,00%	911,85	0,45814
Energia Atv For Ponta TUSD	kWh	7.619,000	1,94702	14.834,38	510,29	14.834,38	20,00%	2.966,87	1,49065
Consumo Reativo Excedente Fp	KVA	38,000	0,38974	14,81	0,50	14,81	20,00%	2,96	0,29887
Consumo Reativo Excedente Np	KVA	1,000	0,37000	0,37	0,01	0,37	20,00%	0,07	0,29887
Demanda Ativa	KW	709,800	30,03883	21.321,56	733,46	21.321,56	20,00%	4.264,31	22,99774
Demanda Ativa sem ICMS	KW	200,200	24,03107	4.811,02	206,87	0,00	0,00%	0,00	22,99774
CIP ILUM PUB PREF MUNICIPAL				333,53	0,00	0,00	0,00%	0,00	
Subtotal Faturamento				159.101,07					
Subtotal Outros				333,53					
TOTAL				159.434,60	5.514,40	154290,05		30.857,99	

Fonte: elaboração própria.

Por fim, é possível analisar o faturamento mensal deste consumidor, se averiguando as tarifas cobradas condizem com as constadas na REH N° 3.061 [18], se o consumo do mês condiz com o averiguado no faturamento anual e se o consumidor paga multas referente a atraso, consumo de energia reativa ou demanda ultrapassada, entre outros.

Por esta conta é visível que há um consumo reativo excedente irrisório que será desconsiderado do estudo, assim como uma demanda ativa sobre contratada, porém, será usado como parâmetro a demanda contratada, como visto anteriormente. Finalizando, a Contribuição de Iluminação Pública (CIP) também será desconsiderada nas seguintes pela sua alta volatilidade, assim sendo a sua exclusão dos resultados obtidos.

O resumo das características associadas ao perfil de consumidor pode ser observado na Tabela 3.

Tabela 3 - Perfil do consumidor.

Perfil do Cliente		
Concessionária	ENEL CE	
Subgrupo	A4	
Demanda Ponta	910	kW
Demanda Fora Ponta	910	kW
Consumo Ponta	11,154	MWh
Consumo Fora Ponta	256,844	MWh
Alíquota PIS	0,77%	
Alíquota COFINS	3,53%	
Alíquota ICMS	18,00%	

Fonte: elaboração própria.

5 ANÁLISE TARIFÁRIA

Definido o perfil do consumidor que será estudado, será realizada então as análises tarifárias de todas as opções viáveis para esse consumidor.

5.1 Análise tarifária: ACR

Através dessa análise se descobrirá qual a melhor classificação do cliente no ACR, usando este resultado como base comparativa para as demais análises subsequentes.

Para esta análise, será realizada a comparação entre as modalidades Verde e Azul presentes para o subgrupo A4, o qual o consumidor avaliado faz parte. Mesmo sabendo que ele hoje é classificado como A4 Verde, se obterá a certeza de que essa é a melhor modalidade para ele.

Serão apresentados quadros que utilizarão dos montantes e alíquotas da tabela de perfil do consumidor, Tabela 3, em conjunto com as tarifas referentes a cada modalidade, verde e azul, vistas na REH 3.061, [18], resultando numa previsão do faturamento mensal do consumidor, vide Tabela 4 e Tabela 5.

Tabela 4 - Quadro de faturamento mensal do consumidor A4 verde.

FATURAMENTO ACR Mensal - Verde				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo Ponta	11,15 MWh	453,12	R\$/MWh	R\$ 5.054,25
Consumo Fora Ponta	256,84 MWh	281,29	R\$/MWh	R\$ 72.247,86
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,60
TUSD Energia Ponta	11,15 MWh	1474,49	R\$/MWh	R\$ 16.446,95
TUSD Energia Fora Ponta	256,84 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 19.997,93
PIS	0,77%		%	R\$ 1.081,85
COFINS	3,53%		%	R\$ 4.959,65
ICMS	18,00%		%	R\$ 30.841,49
Total:				R\$ 171.342

Fonte: elaboração própria.

Tabela 5 - Quadro de faturamento mensal do consumidor A4 azul.

FATURAMENTO ACR Mensal - Azul				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo Ponta	11,15 MWh	453,12	R\$/MWh	R\$ 5.054,3
Consumo Fora Ponta	256,84 MWh	281,29	R\$/MWh	R\$ 72.247,9
Demanda P	910,00 kW	57,59	R\$/KW	R\$ 52.406,9
Demanda FP	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD Energia Ponta	11,15 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 868,5
TUSD Energia Fora Ponta	256,84 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 19.997,9
PIS	0,77%		%	R\$ 1.378,2
COFINS	3,53%		%	R\$ 6.318,1
ICMS	18,00%		%	R\$ 39.289,0
Total:				R\$ 218.272

Fonte: elaboração própria.

É entendível portanto que o consumidor já está na sua modalidade tarifária mais eficiente, e deve se usar o valor mensal da modalidade verde no ACR como base comparativa para as demais análises tarifárias.

5.2 Análise tarifária: ACL

Quanto a análise referente ao ACL, a discussão a respeito da melhor modalidade se dá pela fonte de energia que o consumidor pode escolher comprar no mercado livre. Como já visto, existem três opções de fontes, que apresentam preços diferentes e descontos diferentes, a depender do horo sazonal do consumidor.

Antes da análise em si, é interessante definir alguns parâmetros para a avaliação, como as Perdas e PROINFA, que usualmente se anulam, porém a critério de maior segurança, serão usados os valores de 3% para perdas e 0,5% para PROINFA na equação (2.3).

Para os Encargos da CCEE, CA, GF e EER, usando da premissa de maior segurança de custos, será atribuído à soma deles o valor de R\$20,00/MWh.

Por fim, se assumirá que uma gestora energética será contratada pela indústria A para fazer o acompanhamento e controladoria das responsabilidades fiscais e técnicas para com a CCEE, e será atribuído à indústria A um valor mensal de R\$2.500,00 para tal.

Com isso, usando das considerações acima, dos montantes e alíquotas da Tabela 3, e das Equações (2.1), e (2.2), encontram-se os faturamentos mensais para energia de fonte convencional, i50% e i100%, apresentadas nas Tabela 6, Tabela 7, Tabela 8.

Tabela 6 - Quadro de faturamento mensal ACL fonte convencional.

FATURAMENTO LIVRE Mensal - Convencional (conv)				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo Ponta	11,43 MWh	122,44	R\$/MWh	R\$ 1.399,88
Consumo Fora Ponta	263,27 MWh	122,44	R\$/MWh	R\$ 32.234,27
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,60
TUSD Ponta	11,15 MWh	1474,49	R\$/MWh	R\$ 16.446,95
TUSD Fora Ponta	256,84 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 19.997,93
PIS	0,77%		%	R\$ 459,88
COFINS	3,53%		%	R\$ 2.108,28
ICMS	18,00%		%	R\$ 20.493,39
CDE-Covid	268,00 MWh	12,23	R\$/MWh	R\$ 4.176,71
CCEE	274,70 MWh	20,00	R\$/MWh	R\$ 5.493,98
Total:				R\$ 126.023

Fonte: elaboração própria.

Tabela 7 – Quadro de faturamento mensal ACL fonte i50%.

FATURAMENTO LIVRE Mensal – Incentivada (i50%)				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo Ponta	11,43 MWh	152,44	R\$/MWh	R\$ 1.742,88
Consumo Fora Ponta	263,27 MWh	152,44	R\$/MWh	R\$ 40.132,25
Demanda	910,00 kW	11,38	R\$/KW	R\$ 10.355,80
TUSD Ponta	11,15 MWh	776,18	R\$/MWh	R\$ 8.657,71
TUSD Fora Ponta	256,84 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 19.997,93
PIS	0,77%		%	R\$ 313,89
COFINS	3,53%		%	R\$ 1.438,98
ICMS	18,00%		%	R\$ 18.140,36
CDE-Covid	268,00 MWh	12,23	R\$/MWh	R\$ 4.176,71

CCEE	274,70 MWh	20,00	R\$/MWh	R\$ 5.493,98
Total:				R\$ 112.950

Fonte: elaboração própria.

Tabela 8 – Quadro de faturamento mensal ACL fonte i100%.

FATURAMENTO LIVRE Mensal - Incentivada (i100%)				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo Ponta	11,43 MWh	292,44	R\$/MWh	R\$ 3.343,52
Consumo Fora Ponta	263,27 MWh	292,44	R\$/MWh	R\$ 76.989,47
Demanda	910,00 kW	0,00	R\$/KW	R\$ 0,00
TUSD Ponta	11,15 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 868,48
TUSD Fora Ponta	256,84 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 19.997,93
PIS	0,77%		%	R\$ 167,89
COFINS	3,53%		%	R\$ 769,68
ICMS	18,00%		%	R\$ 22.420,31
CDE-Covid	268,00 MWh	12,23	R\$/MWh	R\$ 4.176,71
CCEE	274,70 MWh	20,00	R\$/MWh	R\$ 5.493,98
Total:				R\$ 136.728

Fonte: elaboração própria.

Nesta análise tarifária é obtido um resultado claro partindo do princípio de que procuramos a fonte de energia que proporciona a melhor economia. Logo, será escolhida a fonte incentivada 50%.

5.3 Análise tarifária: Geração Distribuída - GD

Para os estudos tarifários envolvendo geração própria, serão tomadas premissas quanto às usinas necessárias. Para cada modalidade abordada haverá uma modelagem de usina que trará como resultados iniciais a demanda contratada da usina, assim como o montante de energia produzido por ela. Desde já portanto será atribuída a qualquer modalidade os seguintes parâmetros:

- *Yield*: Assim como o fator de carga de uma unidade consumidora, que correlaciona sua demanda aferida com a sua energia consumida, existe sua contraparte para a unidade geradora, o fator de capacidade. Logo, é o índice que

determina a eficiência de uma usina. O *yield* é outro meio de se ler essa eficiência, como visto na equação (5.1) abaixo:

$$YIELD = \frac{Geração}{Potência} \quad (5.1)$$

Onde:

YIELD – Índice representante da geração por potência pico de uma usina, para um período específico;

Geração – Montante em MWh de energia gerado pela usina;

Potência – Potência pico total da usina.

Será usado o *yield* anual de 1650, mensal de 137,5, para as usinas modeladas nesse estudo de caso.

- Razão CC/CA: É a relação entre a potência nominal dos módulos fotovoltaicos e a potência nominal dos inversores. Para essa variável, será usado o valor de 1,30 como premissa para a modulação das usinas.

5.3.1 Autoconsumo remoto

Para realizar a análise tarifária do Autoconsumo remoto, primeiro será modulada a usina. Para essa modalidade, será fixado o montante que deve ser gerado pela usina, para se atender 100% da energia consumida pela indústria A. Desta forma, se usará a Equação (5.2) para calcular o quanto deve ser produzido pela usina para cobrir o consumo no horário de ponta:

$$\frac{453,12}{281,29} = 1,611 \quad (5.2)$$

Esse valor então multiplicará o montante consumido em ponta para ser somado ao montante fora ponta, desta maneira resultando no montante gerado mensal pela usina:

$$(11,154 * 1,611) + 256,844 = 274,813MWh \quad (5.3)$$

O valor encontrado em será então aplicado à equação (5.4) para se encontrar a potência nominal da usina, que em sequência será dividida pela razão CC/CA para se obter a potência nominal dos inversores, a que será aferida pela distribuidora e, portanto, será a demanda necessária a ser contratada para a usina.

$$\frac{274,813}{137,5} = 2 \text{ MWp} \quad (5.4)$$

$$\frac{2 * 1000}{1,30} = 1.537,41 \text{ kW} \quad (5.5)$$

Se obteve então que uma usina que produz aproximadamente 274,813 MWh por mês deve contratar uma demanda de 1.537,41 kW.

Visto a demanda da usina, sabendo que toda a energia gerada será creditada no mesmo mês para abater o consumo da unidade, é importante ressaltar ainda que para a modalidade de autoconsumo remoto, a geração se caracterizará como o 2º grupo, pois a demanda ultrapassou os 500 kW.

Os resultados tarifários da operação em conjunto da unidade consumidora e geradora pode ser visto na Tabela 9.

Tabela 9 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo remoto.

FATURAMENTO GD Remoto – Período de Transição				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	268,00 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Demanda Geração	1.537,41 kW	11,93	R\$/KW	R\$ 18.341,36
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD Ponta	11,15 MWh	1350,33	R\$/MWh	R\$ 15.062,0
TUSD Fora Ponta	256,84 MWh	1,33	R\$/MWh	R\$ 342,1
PIS	0,77%		%	R\$ 438,2
COFINS	3,53%		%	R\$ 2.008,7
ICMS	18,00%		%	R\$ 12.491,1
Total:				R\$ 69.395

Fonte – elaboração própria.

Na Tabela 10, é apresentado o faturamento mensal para a suposição comentada no Parágrafo 3.1, a respeito da nova regra após o término do período de transição.

Tabela 10 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo remoto para nova regra.

FATURAMENTO GD Remoto – Nova Regra				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	268,00 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Demanda Geração	1.537,41 kW	11,93	R\$/KW	R\$ 18.341,36
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD Ponta	11,15 MWh	1424,67	R\$/MWh	R\$ 15.891,2
TUSD Fora Ponta	256,84 MWh	28,04	R\$/MWh	R\$ 7.201,9
PIS	0,77%		%	R\$ 500,0
COFINS	3,53%		%	R\$ 2.292,3
ICMS	18,00%		%	R\$ 14.254,8
Total:				R\$ 79.193

Fonte: elaboração própria.

5.3.2 *Autoconsumo local limitado à demanda*

Para esta modalidade, uma nova usina deve ser projetada, diferindo agora por ser a demanda a variável fixada na demanda da unidade consumidora. É seguido então as equações (5.6) e (5.7) para se alcançar o resultado que é a energia gerada pela usina de 910 kW.

$$\frac{910 * 1,30}{1000} = 1,183 \text{ MWp} \quad (5.6)$$

$$1,183 * 137,5 = 162,663 \text{ MWh} \quad (5.7)$$

Logo, sabendo que toda a energia gerada será creditada para o mesmo horário fora ponta e usando como premissa 80% de simultaneidade, é obtido o resultado da Tabela 11 para o período de transição e Tabela 12 referente à nova regra.

Tabela 11 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local limitado à demanda.

FATURAMENTO GD Local Limitado à Demanda – Período de Transição				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo Ponta	11,15 MWh	453,12	R\$/MWh	R\$ 5.054,3
Consumo Fora Ponta	94,18 MWh	281,29	R\$/MWh	R\$ 26.492,53
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD Ponta	11,15 MWh	1474,49	R\$/MWh	R\$ 16.447,0
TUSD Fora Ponta	94,18 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 7.333,0
PIS	0,77%		%	R\$ 611,8
COFINS	3,53%		%	R\$ 2.804,8
ICMS	18,00%		%	R\$ 17.441,3
TUSD GD Fora Ponta	32,53 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Total:				R\$ 96.896

Fonte: elaboração própria.

Tabela 12 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local limitado à demanda para nova regra.

FATURAMENTO GD Local Limitado à Demanda – Nova Regra				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo Ponta	11,15 MWh	453,12	R\$/MWh	R\$ 5.054,3
Consumo Fora Ponta	94,18 MWh	281,29	R\$/MWh	R\$ 26.492,53
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD Ponta	11,15 MWh	1474,49	R\$/MWh	R\$ 16.447,0
TUSD Fora Ponta	94,18 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 7.333,0
PIS	0,77%		%	R\$ 619,1
COFINS	3,53%		%	R\$ 2.838,4
ICMS	18,00%		%	R\$ 17.650,6
TUSD GD Fora Ponta	32,53 MWh	28,04	R\$/MWh	R\$ 912,2
Total:				R\$ 98.059

Fonte: elaboração própria.

5.3.3 Autoconsumo local não limitado à demanda

Por fim, se tratando de um Autoconsumo Local não limitado pela demanda, a usina projetada terá os mesmos valores da projetada para o autoconsumo remoto, havendo diferença apenas quanto à tarifação da energia. Logo, se usará agora como demanda de geração o valor resultante da Equação (5.8).

$$1.537,41 - 910 = 627,41 \text{ kW} \quad (5.8)$$

Outra consideração a ser feita é a equivalência entre a potência da usina e da unidade consumidora, que resulta numa simultaneidade nova baseada na usada como premissa. A nova simultaneidade seguirá a Equação (5.9). E usando ela junto ao montante a ser compensado pelos créditos, obtém-se a Equação (5.10) que resulta no montante de energia que não obteve simultaneidade para o horário fora ponta, lembrando que toda a compensação do horário de ponta ocorre fora da simultaneidade.

$$\frac{910}{1537} * 80\% = 47,35\% \quad (5.9)$$

$$((256,84 + 11,15) * (1 - 47,35\%)) - 11,15 = 129,94 \text{ MWh} \quad (5.10)$$

Usando dessas premissas e equivalências é possível encontrar os faturamentos mensais vistos na Tabela 13, Tabela 14 e

Tabela 15, referente ao 1º ano do período de transição, ao 2º ano e ao faturamento pela nova regra, respectivamente.

Tabela 13 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local não limitado à demanda para o ano de ano 1.

FATURAMENTO GD Local Não Limitado à Demanda – Período de Transição (Ano 1)				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	0,00 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Demanda Geração	627,41 kW	11,93	R\$/KW	R\$ 7.485,06
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD GD Ponta	11,15 MWh	188,11	R\$/MWh	R\$ 2.098,3
TUSD GD Fora Ponta	129,94 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
PIS	0,77%		%	R\$ 243,8
COFINS	3,53%		%	R\$ 1.117,5
ICMS	18,00%		%	R\$ 6.948,9
Total:				R\$ 38.605

Fonte: elaboração própria.

Tabela 14 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local não limitado à demanda para o ano de ano 2.

FATURAMENTO GD Local Não Limitado à Demanda – Período de Transição (Ano 2)				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	0,00 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Demanda Geração	627,41 kW	11,93	R\$/KW	R\$ 7.485,06
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD GD Ponta	11,15 MWh	376,22	R\$/MWh	R\$ 4.196,5
TUSD GD Fora Ponta	129,94 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
PIS	0,77%		%	R\$ 260,6
COFINS	3,53%		%	R\$ 1.194,9
ICMS	18,00%		%	R\$ 7.430,2
Total:				R\$ 42.279

Fonte: elaboração própria.

Tabela 15 - Quadro de faturamento mensal autoconsumo local não limitado à demanda para nova regra.

FATURAMENTO GD Local Não Limitado à Demanda – Nova Regra				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	0,00 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Demanda Geração	627,41 kW	11,93	R\$/KW	R\$ 7.485,06
Demanda	910,00 kW	22,76	R\$/KW	R\$ 20.711,6
TUSD GD Ponta	11,15 MWh	1424,67	R\$/MWh	R\$ 15.891,2
TUSD GD Fora Ponta	129,94 MWh	28,04	R\$/MWh	R\$ 3.643,6
PIS	0,77%		%	R\$ 384,0
COFINS	3,53%		%	R\$ 1.760,6
ICMS	18,00%		%	R\$ 10.948,4
Total:				R\$ 60.825

Fonte: elaboração própria.

O motivo para se ter inserido o segundo quadro, presente na Tabela 14, nos resultados tarifários desta modalidade é para a exemplificação do crescimento anual que acontecerá com a TUSD para GD dos geradores que se enquadrarem no 1º grupo tarifário do período de transição da Lei 14.300, visto na Tabela 2.

Diferente da análise tarifária para o ACL, não se chegará ainda na melhor opção para GD, uma vez que apesar de se obter alguns resultados similares para se comparar entre as faturas mensais resultante, o investimento inicial, assim como a progressão tarifária das modalidades esconde o real retorno financeiro de cada opção. Isto será visto apenas na análise financeira dos projetos.

5.4 Análise tarifária: APE

As possíveis análises para APE's decorrerão de maneira muito similar às análises de GD, com algumas mudanças apenas.

Pontualmente, essas mudanças são:

- Fator de Ajuste: devido ao método de precificação da energia ao invés da qualificação do crédito de energia pelo SCEE visto anteriormente, o fator de ajuste é 1, logo não precisa ser levado em consideração para o cálculo da energia gerada, fazendo da usina necessária a geração do mesmo montante consumido, 268 MWh por mês;
- Tarifas Incentivadas: como a fonte de energia de APE's é classificada como fonte incentivada 50%, algumas das tarifas de geração, assim como de consumidor, receberão descontos.
- Gestão Energética: devido às necessidades maiores de controladoria resultantes da migração para o mercado livre, será considerada a contratação de uma empresa especializada na gestão de Agentes no mercado livre.

5.4.1 APE remoto

Usando da mesma progressão vista no capítulo de análise tarifária GD, é necessário modelar as usinas. No caso da usina para o APE Remoto se fixará a geração mensal da usina e se fará os cálculos seguintes usando os mesmos parâmetros abordados anteriormente. Logo, seguem as Equações (5.11) e (5.12).

$$\frac{268,00}{137,5} = 1,95 \text{ MWp} \quad (5.11)$$

$$\frac{1,95 * 1000}{1,30} = 1.499,30 \text{ kW} \quad (5.12)$$

Logo, se entende que para uma usina gerar 268 MWh por mês, usando o *yield* mensal de 137,5 e a razão CC/CA de 1,30, a usina deve contratar uma demanda de 1.500 kW. Sabendo que a UFV desse porte é dita como uma fonte incentivada 50% e usando das demandas e TUSD's presentes na REH 3.061, uma gestão terceirizada no valor mensal de R\$2.500,00, se obtém a expectativa de fatura mensal da Tabela 16.

Tabela 16 - Quadro de faturamento mensal APE remoto.

FATURAMENTO APE Remota				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	268,00 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Demanda Geração	1.499,30 kW	5,97	R\$/KW	R\$ 8.943,30
Demanda	910,00 kW	11,38	R\$/KW	R\$ 10.355,8
TUSD APE Ponta	11,15 MWh	726,36	R\$/MWh	R\$ 8.102,0
TUSD APE Fora Ponta	256,84 MWh	28,04	R\$/MWh	R\$ 7.201,9
PIS	0,77%		%	R\$ 278,4
COFINS	3,53%		%	R\$ 1.276,4
ICMS	18,00%		%	R\$ 7.937,1
CDE-Covid	268,00 MWh	12,23	R\$/MWh	R\$ 4.176,7
CCEE	268,00 MWh	5,13	R\$/MWh	R\$ 1.373,5
Gestão				R\$ 2.500,0
Total:				R\$ 52.145

Fonte: elaboração própria.

Lembrando que o es Encargos da CCEE foram premissas estabelecidas no Capítulo 3.2, e o CDE_c está explanado na REH 3.061.

5.4.2 APE local limitado à demanda

Para o APE Local limitado à demanda seguiremos a mesma sequência vista no Capítulo 5.3.2, porém antes disso é importante destacar que nessa modalidade, enquanto no ACR o consumidor que não produz toda sua energia deve comprar o restante da distribuidora aos preços estabelecidos pela REH mais recente, o consumidor no ACL deve contratar energia de

uma casa comercializadora ou ficar exposto ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado hora a hora pela CCEE com base no Custo Marginal de Operação (CMO), [21]. Logo, será usado como preço de compra da energia não abatida

Dando sequência ao estudo, fixamos a potência dos inversores da UFV em 910 kW e seguimos as Equações (5.13) e (5.14) novamente.

$$\frac{910 * 1,30}{1000} = 1,183 \text{ MWp} \quad (5.13)$$

$$1,183 * 137,5 = 162,663 \text{ MWh} \quad (5.14)$$

Logo, seguindo a ordem estabelecida, aplica-se o princípio da simultaneidade definido em 80% e é obtido o faturamento mensal da Tabela 17.

Tabela 17 - Quadro de faturamento mensal APE limitado à demanda.

FATURAMENTO APE Local Limitada à Demanda				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	107,97 MWh	152,44	R\$/MWh	R\$ 16.458,9
Demanda Geração	0,00 kW	5,97	R\$/KW	R\$ 0,00
Demanda	910,00 kW	11,38	R\$/KW	R\$ 10.355,8
TUSD Energia Ponta	11,15 MWh	776,18	R\$/MWh	R\$ 8.657,7
TUSD Energia Fora Ponta	94,18 MWh	77,86	R\$/MWh	R\$ 7.333,0
PIS	0,77%		%	R\$ 219,3
COFINS	3,53%		%	R\$ 1.005,5
ICMS	18,00%		%	R\$ 9.865,4
TUSD APE Fora Ponta	32,53 MWh	28,04	R\$/MWh	R\$ 912,2
CDE-Covid	137,87	12,23	R\$/MWh	R\$ 2.148,7
CCEE	140,50 MWh	16,53	R\$/MWh	R\$ 2.322,1
Gestão				R\$ 2.500,0
Total:				R\$ 61.779

Fonte: elaboração própria.

É válido destacar o valor dos encargos da CCEE, o valor por MWh deles se justifica por ser uma média ponderada dos encargos sobre energia comprada e energia autoproduzida.

5.4.3 APE local não limitado à demanda

Por fim, para modelar a UFV para o APE Local não limitado à demanda, serão usadas as mesmas fórmulas vistas no Capítulo 5.3.3, porém com o valor de geração das usinas para APE, vide Equações (5.15), (5.16) e (5.17), resultando no faturamento mensal da Tabela 18.

$$1.499,30 - 910 = 589,30 \text{ kW} \quad (5.15)$$

$$\frac{910}{1499,30} * 80\% = 48,55\% \quad (5.16)$$

$$((256,84 + 11,15) * (1 - 48,55\%)) - 11,15 = 126,71 \text{ MWh} \quad (5.17)$$

Tabela 18 - Quadro de faturamento mensal APE não limitado à demanda.

FATURAMENTO APE Local não Limitada à Demanda				
Itens	Montante	Tarifa	Unidade	Preço a ser Pago
Consumo total	268,00 MWh	0,00	R\$/MWh	R\$ 0,0
Demanda Geração	589,30 kW	5,97	R\$/KW	R\$ 3.515,15
Demanda	910,00 kW	11,38	R\$/KW	R\$ 10.355,8
TUSD APE Ponta	11,15 MWh	726,36	R\$/MWh	R\$ 8.102,0
TUSD APE Fora Ponta	126,71 MWh	28,04	R\$/MWh	R\$ 3.553,1
PIS	0,77%		%	R\$ 205,4
COFINS	3,53%		%	R\$ 941,6
ICMS	18,00%		%	R\$ 5.855,0
CDE-Covid	137,87 MWh	12,23	R\$/MWh	R\$ 2.148,7
CCEE	137,87 MWh	5,13	R\$/MWh	R\$ 706,6
Gestão				R\$ 2.500,0
Total:				R\$ 37.883

Fonte: elaboração própria.

5.5 Resultados consolidados da análise tarifária

Após a análise tarifária de todas as modalidades trabalhadas anteriormente, é entendível que há uma dificuldade maior em comparar os faturamentos mensais devido às mudanças impostas sobre a TUSD das modalidades de GD. Logo, serão apresentados os resultados

tarifários apenas para o 1º ano do estudo. Os resultados estarão codificados por cor, onde há o valor de referência escolhido do cativo em azul e uma escala de cores variando da menor economia em vermelho à maior economia em verde, separadas entre as modalidades do ACL e as modalidade com geração de energia, GD e APE, vide Figura 9.

Figura 9 - Quadro de valores consolidados ano 1

ACR		ACL		GD		APE	
A4 Azul	218.271,75	127,4%					
A4 Verde	171.340,42	100,0%					
		A4 Azul - ACL I5		A4 Azul - GD Local (limitado à demanda)		A4 Azul - APE Local (limitado à demanda)	
		R\$ 136.415,50	20,4%	R\$ 143.826,41	16,1%	R\$ 85.284,70	50,2%
		R\$ 112.949,84	34,1%	R\$ 96.895,08	43,4%	R\$ 61.777,99	63,9%
		A4 Azul - ACL I1		A4 Azul - GD Local (100% consumo)		A4 Azul - APE Local (100% consumo)	
		R\$ 136.727,43	20,2%	R\$ 105.387,35	38,5%	R\$ 61.348,51	64,2%
		R\$ 136.727,43	20,2%	R\$ 38.604,84	77,5%	R\$ 37.892,85	77,9%
		A4 Azul - ACL CONV		A4 Azul - GD Remota (100% consumo)		A4 Azul - APE Remota (100% consumo)	
		R\$ 172.953,30	-0,9%	R\$ 117.002,69	31,7%	R\$ 75.610,36	55,9%
		R\$ 126.021,97	26,4%	R\$ 69.394,35	59,5%	R\$ 52.144,70	69,6%
		A4 Verde - ACL I5		A4 Verde - GD Local (limitado à demanda)		A4 Verde - APE Local (limitado à demanda)	
		171.340,42	100,0%	171.340,42	100,0%	171.340,42	100,0%
		A4 Verde - ACL I1		A4 Verde - GD Local (100% consumo)		A4 Verde - APE Local (100% consumo)	
		A4 Verde - ACL CONV		A4 Verde - GD Remota (100% consumo)		A4 Verde - APE Remota (100% consumo)	

Fonte: elaboração própria.

6 ANÁLISE FINANCEIRA

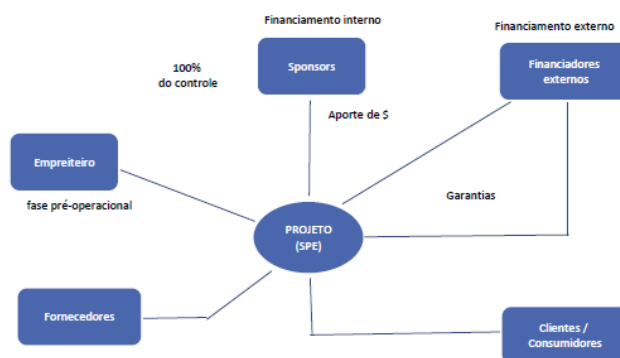
A análise financeira se dará usando os sete resultados encontrados na análise tarifária, se discutindo antes os conceitos de *Project Finance* (Projeto de Finanças) que nortearão o estudo e, mais importante, as premissas que serão usadas nele, assim como as especificidades da adaptação dele à migração para o ACL.

6.1 Project Finance

O *Project Finance* é uma modalidade de financiamento com base em um projeto, que envolve investimentos economicamente separáveis, com base na geração do seu fluxo de caixa futuro, ao longo do tempo. Para credores é um financiamento com um suporte contratual forte, lastreado pelo fluxo de caixa dele, e para empresas é a capacidade de segregar riscos de novas empreitadas, assim como protegê-las das atividades da empresa.

O *Project Finance* também traz benefícios ao otimizar pagamento de tributos e agregar em diversas parcerias entre público e privado. Os vários participantes de um *Project Finance* podem ser analisados pela Figura 10, mas nesse estudo será dado foco aos mecanismos por trás do projeto, e será deixado de lado os aspectos tributários, jurídicos e contratuais [22].

Figura 10 - Estrutura do *Project Finance*



Fonte: adaptado de [22].

6.2 Modelo financeiro

O modelo financeiro é a estrutura por trás do *Project Finance* que dará ao investidor ou investidores a previsão do desempenho futuro e trazê-lo ao presente. A partir do valor presente é possível compará-lo com o mercado atual e tomar decisões certas sobre onde se investir o capital próprio ou de sua empresa [23].

O objetivo final do modelo financeiro será comparar o Valor Presente Líquido (VPL) de cada uma das sete modalidades de investimento. Uma vez com eles, será viável analisar a efetividade de cada investimento e indagar a melhor opção para a indústria A. Isso se alcançará por meio da estimativa do fluxo de caixa, montado principalmente pelo investimento inicial no ano 0, o fluxo de caixa anual que corresponde à economia gerada no estudo tarifário de cada modalidade, da inflação prevista para um período de 20 anos e do decaimento da eficiência das usinas (quando existentes).

Será revisado também o importante mecanismo do financiamento, que permite aos investidores usarem capital de bancos a juros bastante interessantes, ainda mais quando se visa usar o capital próprio da empresa com maior eficiência.

6.2.1 Premissas do modelo

Como o modelo seguirá previsões de decaimento de eficiência e inflação, assim como valores de aporte inicial, serão fixados índices e valores para se montar o fluxo de caixa correto.

- Investimento em usinas: o valor a ser investido nas usinas será calculado de maneira simplificada, se atribuindo um valor de reais por watt pico de R\$3,50/Wp. Este valor foi presumido seguindo tendências de mercado referentes aos preços dos principais materiais que compõem uma usina fotovoltaica, sendo estes os painéis fotovoltaicos, os inversores e as subestações, assim como os materiais estruturais e os serviços atrelados à obra.
- Sistema de Medição e Faturamento (SMF): a migração para o mercado livre requer um SMF de melhor qualidade que o habitual usado em unidades consumidoras. Logo se estima um valor médio para o estado do Ceará de R\$20.000,00 para compra e instalação do novo equipamento.

- Taxa de Emolumento: esse valor corresponde à uma matrícula do novo agente livre na CCEE, e corresponde ao valor de R\$8.000,00.
- Custo Médio Ponderado de Capital: *Weighted Average Capital Cost* (WACC) será usado como índice de comparação com o rendimento financeiro da usina, uma vez que representa a taxa mínima de retorno que a empresa usa [24]. Ele é obtido através da Equação (6.1), que é a média ponderada entre o a taxa de retorno geral da empresa, nesse caso atribuído o valor de 12,57%, e taxa de capital de terceiros, vista na Equação (6.2), que usa da taxa de juros, caso haja, e a taxa efetiva de imposto de renda, que será setada em 34%. Na Equação (6.3) de taxa de desvalorização, é visto como ele influencia na expectativa de inflação anual.

$$\text{Taxa de capital de terceiros} = \text{Taxa de juros} * (1 - 34\%) = TCT\% \quad (6.1)$$

$$WACC = (1 - \%_{\text{financiamento}}) * 12,57\% + \%_{\text{financiamento}} * TCT\% \quad (6.2)$$

$$\text{Taxa de Desvalorização} = \frac{1}{((1 + (WACC))^{n_{\text{ano}}})} = TD\% \quad (6.3)$$

Onde:

$\%_{\text{financiamento}}$: Representa o índice percentual de financiamento do projeto.

TCT%: valor em percentual da participação do capital de terceiros no investimento da operação;

Taxa de Juros: valor em percentual dos juros cobrados por terceiros;

WACC: valor em percentual referente ao custo do capital investido em uma operação.

- Inflação: Sucintamente, a taxa de inflação representa a desvalorização com o tempo da moeda. Será usada para a mesma o valor conservador de 3,55% ao ano para o período de 20 anos.
- Descolamento da tarifa de energia: historicamente se acompanha o crescimento da tarifa de energia em conjunto com a inflação. Para o estudo será atribuído um índice fixo de 5% a mais de descolamento entre tarifa de energia e inflação.
- Degradação: os equipamentos de uma usina fotovoltaica exibem garantias de performance sobre sua eficiência, normalmente ofertando reembolso no caso de uma queda maior que 80% de eficiência para o período de 20 anos. Deste modo

será usado o decaimento percentual de eficiência de geração da usina em 0,5% ao ano.

- **Deduções:** sobre o valor bruto da operação da usina será descontado o valor referente aos impostos PIS, COFINS e ICMS. Para eles foram atribuídos o valor somado total de 9,65%.
- **Custos Generalizados de Operação e Gerenciamento:** para os custos da UFV anuais será atribuído um percentual generalista de 8,41% sobre o lucro bruto da usina.
- **EBITDA:** termo contábil em inglês que significa Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização. É um resultado intermediário para o cálculo do fluxo de caixa a valor presente, encontrado na Equação (6.4).
- **Endividamento:** a princípio não se usará endividamento através de financiamento, porém, também será interessante avaliar resultados onde há financiamento para os projetos de geração própria. Para isto, se suporá um financiamento de 60% do valor total do projeto da UFV à uma taxa de 6% de juros ao ano [25] [26].
- **IR e CSLL:** o conjunto final de impostos, o imposto de renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) são impostos considerados antes de se aplicar a taxa de desconto para se finalmente encontrar o fluxo de caixa a valor presente. Será atribuído a ambos o valor percentual de 6,25%.

$$LC_{BrutoAnual} = Economia * (1 - Decaimento + Inflação + Decolamento) \quad (6.4)$$

$$EBITDA = LC_{BrutoAnual} * (1 - Deduções - Custos) \quad (6.5)$$

$$Fluxo\ de\ Caixa = (EBITA * (1 - (IR\ e\ CSLL))) - Endividamento \quad (6.6)$$

$$Fluxo\ de\ Caixa_{Valor\ Presente} = Fluxo\ de\ Caixa * TD\% \quad (6.7)$$

Onde:

LC_Bruto_Anuar: Referente ao valor arrecadado pela operação bruto ao ano;

Economia: Valor base em reais de arrecadamento da operação, baseado na economia que a operação gera ao investidor;

Decaimento: valor percentual referente ao decaimento de eficiência da usina;

Inflação: valor em percentual referente à inflação do ano anterior;

Descolamento: valor em percentual de diferença entre o índice de inflação do país e o índice de reajuste tarifário da distribuidora local;

EBITDA: valor em reais referente ao lucro da operação antes de juros, impostos, depreciação e amortização;

Deduções: valor em percentual referente às deduções sobre o lucro bruto com PIS, COFINS e ICMS;

Custos: valor em percentual referente aos custos anuais que a UFV deve ter para seu bom funcionamento;

Fluxo de Caixa: valor de um ano apurado de uma operação por *Project Finance*;

IR e CSLL: valor em percentual referente aos impostos pago pela operação;

Endividamento: valor em reais pago para o banco ou outro qualquer investidor do projeto;

Fluxo de Caixa_Valor Presente: valor em reais do apurado anual e corrigido a valor presente;

TD%: Taxa de Desvalorização usada para trazer montantes futuros ao valor presente.

6.2.2 Resultados do modelo

Uma vez obtido o fluxo de caixa, vide Equações (6.6) e (6.7), se encontrarão alguns valores chave para a análise financeira do empreendimento.

- VPL: o valor presente líquido é um resultado muito importante de um empreendimento, uma vez que apresenta o quanto esse empreendimento vai faturar como um valor único, corrigido para o dia 0. Esse valor é alcançado pela simples soma de todos os valores que entram e saem do caixa do projeto, considerando a valorização do capital, juros e taxas cabíveis, para um período específico. Esse valor sozinho é perigoso a nível de comparação com outros projetos, pois ele não quer dizer sozinho que é o melhor método de se investir o capital, uma vez que o fluxo de caixa vai indicar o retorno do investimento de

maneira mais assertiva, e no mínimo, para se comparar o VPL, deve se falar de um mesmo período de fluxo de caixa [27].

- Taxa Interna de Retorno (TIR): é o segundo indicador da viabilidade de um projeto. Ela atesta que no período estudado, o capital investido renderá a uma taxa média, e esta taxa média deve ser comparada com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que para o estudo será a mesma que a WACC [27]. Existem duas maneiras de se avaliar a TIR, a nominal, como visto na Equação (6.8), e a real, visto na Equação (6.9), que considera a inflação em seu cálculo.

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR_{nominal})^t} = 0 \quad (6.8)$$

$$TIR_{real} = \frac{(1 + TIR_{nominal})}{(1 + Inflação_{média})} - 1 \quad (6.9)$$

Onde:

t: Representa o período em número de anos;

TIR_nominal: Taxa Interna de Retorno desconsiderando a correção monetária;

TIR_real: Taxa Interna de Retorno que considera a correção monetária;

Inflação_média: Valor médio em percentual da inflação do período considerado.

Para o estudo, será usada a TIR real a se comparar com a WACC para avaliação de projetos viáveis ou não viáveis.

- *Payback*: faz referência ao momento de retorno do investimento, onde o aporte inicial foi quitado por completo através do fluxo de caixa positivo. Para o estudo financeiro, será considerado o momento de *payback* pelo ano após o investimento.

6.3 Análise financeira: ACL

O modelo de fluxo de caixa criado para o *Project Finance* da migração para o mercado livre usou como aporte inicial no ano 0 a soma do SMF e da taxa de emolumento, enquanto o montante positivo de entrada no caixa é a economia anual estimada através do estudo tarifário. A depreciação foi calculada seguindo a Equação (6.2), e os resultados seguem na Tabela 19.

Tabela 19 - Fluxo de caixa ACL

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente	
ANO 0	1	-R\$	28.000,00
ANO 1	0,888344363	R\$	622.456,82
ANO 2	0,789155708	R\$	552.956,01
ANO 3	0,701042025	R\$	491.215,36
ANO 4	0,622766732	R\$	436.368,39
ANO 5	0,553231316	R\$	387.645,40
ANO 6	0,491459921	R\$	344.362,61
ANO 7	0,436585651	R\$	305.912,58
ANO 8	0,387838402	R\$	271.755,72
ANO 9	0,344534058	R\$	241.412,66
ANO 10	0,306064889	R\$	214.457,58
ANO 11	0,271891019	R\$	190.512,18
ANO 12	0,241532854	R\$	169.240,42
ANO 13	0,214564349	R\$	150.343,77
ANO 14	0,19060703	R\$	133.557,04
ANO 15	0,169324681	R\$	118.644,65
ANO 16	0,150418626	R\$	105.397,30
ANO 17	0,133623539	R\$	93.629,10
ANO 18	0,118703717	R\$	83.174,88
ANO 19	0,105449778	R\$	73.887,94
ANO 20	0,093675716	R\$	65.637,93
VPL		R\$	5.024.568,35

Fonte: elaboração própria.

O VPL encontrado foi de R\$5.024.568,35, e seu *payback* se deu de forma imediata. Não será interessante avaliar a TIR, nominal ou real, do projeto uma vez que ela apresenta valores deturpados pelo irrisório aporte inicial. Logo, a migração para o ACL traz para o estudo um valor base de VPL a ser usado como referencial mínimo para os projetos de UFV.

6.4 Análise financeira: GD

A análise para GD será feita usando o valor por Watt pico comentado. A desvalorização segue com a Equação (6.3).

6.4.1 Análise para autoconsumo remoto

- Resultados sem financiamento: a Tabela 20 mostra o fluxo de caixa esperado para o montante de economia encontrado na análise tarifária do autoconsumo remoto.

Tabela 20 - Fluxo de caixa autoconsumo remoto

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 6.995.100,00
ANO 1	0,888344363	R\$ 766.799,03
ANO 2	0,789155708	R\$ 713.424,37
ANO 3	0,701042025	R\$ 647.177,94
ANO 4	0,622766732	R\$ 587.104,33
ANO 5	0,553231316	R\$ 534.938,11
ANO 6	0,491459921	R\$ 487.435,39
ANO 7	0,436585651	R\$ 444.175,57
ANO 8	0,387838402	R\$ 404.776,40
ANO 9	0,344534058	R\$ 330.900,12
ANO 10	0,306064889	R\$ 301.496,64
ANO 11	0,271891019	R\$ 264.652,54
ANO 12	0,241532854	R\$ 241.435,63
ANO 13	0,214564349	R\$ 220.257,47
ANO 14	0,19060703	R\$ 200.938,50
ANO 15	0,169324681	R\$ 183.315,08
ANO 16	0,150418626	R\$ 167.238,01
ANO 17	0,133623539	R\$ 152.571,30
ANO 18	0,118703717	R\$ 139.190,97
ANO 19	0,105449778	R\$ 126.983,97
ANO 20	0,093675716	R\$ 115.847,25

Fonte: elaboração própria.

O VPL, assim como ambas as TIR's e o *Payback* são vistos na Tabela 21.

Tabela 21 - Resultados do autoconsumo remoto

RESULTADOS	
VPL	35.559
TIR Nominal	12,65%
TIR Real	8,79%
Payback	ANO 20

Fonte: elaboração própria.

- Resultados com 60% de financiamento: agora usando do financiamento descrito no capítulo 6.2.1, é obtido um WACC no valor de 7,4% e se encontram o novo fluxo e caixa da Tabela 22 e os resultados da Tabela 23.

Tabela 22 - Fluxo de caixa autoconsumo remoto com financiamento

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 2.798.040,00
ANO 1	0,931067631	R\$ 228.323,22
ANO 2	0,866886933	R\$ 266.014,07
ANO 3	0,807130362	R\$ 279.887,56
ANO 4	0,751492954	R\$ 290.914,41
ANO 5	0,699690764	R\$ 302.329,61
ANO 6	0,651459422	R\$ 311.230,98
ANO 7	0,60655278	R\$ 317.891,02
ANO 8	0,56474166	R\$ 322.557,49
ANO 9	0,525812679	R\$ 267.476,25
ANO 10	0,489567165	R\$ 271.276,11
ANO 11	0,455820141	R\$ 443.684,96
ANO 12	0,424399378	R\$ 424.228,55
ANO 13	0,395144524	R\$ 405.629,05
ANO 14	0,367906275	R\$ 387.847,90
ANO 15	0,342545624	R\$ 370.848,34
ANO 16	0,318933143	R\$ 354.595,34
ANO 17	0,296948325	R\$ 339.055,47
ANO 18	0,276478974	R\$ 324.196,89
ANO 19	0,257420623	R\$ 309.989,21
ANO 20	0,239676009	R\$ 296.403,46

Fonte: elaboração própria.

Tabela 23 - Resultados do autoconsumo remoto com financiamento

RESULTADOS	
VPL	3.716.340
TIR Nominal	17,25%
TIR Real	13,23%
Payback	ANO 10

Fonte: elaboração própria.

6.4.2 Análise financeira para autoconsumo local limitado à demanda

A análise se dará assim como a anterior, usando os valores de economia mensal dispostos na análise tarifária, primeiro se não aplicando financiamento e após aplicando 60% de financiamento.

- Resultado sem financiamento: visto na Tabela 24 o fluxo de caixa e na Tabela 25 os resultados.

Tabela 24 - Fluxo de caixa autoconsumo local limitado à demanda

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente	
ANO 0	1	-R\$	4.140.500,00
ANO 1	0,888344363	R\$	567.328,55
ANO 2	0,789155708	R\$	528.194,14
ANO 3	0,701042025	R\$	479.325,42
ANO 4	0,622766732	R\$	434.992,72
ANO 5	0,553231316	R\$	396.505,56
ANO 6	0,491459921	R\$	361.443,10
ANO 7	0,436585651	R\$	329.498,06
ANO 8	0,387838402	R\$	300.391,00
ANO 9	0,344534058	R\$	218.533,04
ANO 10	0,306064889	R\$	199.147,34
ANO 11	0,271891019	R\$	174.916,33
ANO 12	0,241532854	R\$	159.596,57
ANO 13	0,214564349	R\$	145.619,83
ANO 14	0,19060703	R\$	132.868,04
ANO 15	0,169324681	R\$	121.233,55
ANO 16	0,150418626	R\$	110.618,24
ANO 17	0,133623539	R\$	100.932,63
ANO 18	0,118703717	R\$	92.095,13
ANO 19	0,105449778	R\$	84.031,34
ANO 20	0,093675716	R\$	76.673,42

Fonte: elaboração própria.

Tabela 25 - Resultados do autoconsumo local limitado à demanda

RESULTADOS	
VPL	873.444
TIR Nominal	15,84%
TIR Real	11,87%
Payback	ANO 12

Fonte: elaboração própria.

- Resultado com 60% de financiamento: visto na Tabela 26 o fluxo de caixa e na Tabela 27 os resultados.

Tabela 26 - Fluxo de caixa autoconsumo local limitado à demanda com financiamento

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente	
ANO 0	1	-R\$	1.656.200,00
ANO 1	0,931067631	R\$	254.053,13
ANO 2	0,866886933	R\$	273.797,43
ANO 3	0,807130362	R\$	276.486,68
ANO 4	0,751492954	R\$	277.755,26
ANO 5	0,699690764	R\$	279.965,08

ANO 6	0,651459422	R\$	280.886,00
ANO 7	0,60655278	R\$	280.670,30
ANO 8	0,56474166	R\$	279.456,03
ANO 9	0,525812679	R\$	192.918,71
ANO 10	0,489567165	R\$	193.662,43
ANO 11	0,455820141	R\$	293.243,91
ANO 12	0,424399378	R\$	280.428,46
ANO 13	0,395144524	R\$	268.175,39
ANO 14	0,367906275	R\$	256.459,50
ANO 15	0,342545624	R\$	245.256,75
ANO 16	0,318933143	R\$	234.544,24
ANO 17	0,296948325	R\$	224.300,11
ANO 18	0,276478974	R\$	214.503,53
ANO 19	0,257420623	R\$	205.134,62
ANO 20	0,239676009	R\$	196.174,42

Fonte: elaboração própria.

Tabela 27 - Resultados do autoconsumo local limitado à demanda com financiamento

RESULTADOS	
VPL	3.351.672
TIR Nominal	23,36%
TIR Real	19,13%
Payback	ANO 7

Fonte: elaboração própria.

6.4.3 Análise financeira para autoconsumo local não limitado à demanda

Novamente a análise se dará como visto anteriormente, primeiro sem financiamento e após com 60% de financiamento.

- Resultado sem financiamento: visto na Tabela 28 o fluxo de caixa e na Tabela 29 os resultados.

Tabela 28 - Fluxo de caixa autoconsumo local não limitado à demanda

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 6.995.100,00
ANO 1	0,888344363	R\$ 1.009.733,52
ANO 2	0,789155708	R\$ 920.711,46
ANO 3	0,701042025	R\$ 817.720,15
ANO 4	0,622766732	R\$ 725.866,97
ANO 5	0,553231316	R\$ 646.805,15
ANO 6	0,491459921	R\$ 576.024,76

ANO 7	0,436585651	R\$	525.100,95
ANO 8	0,387838402	R\$	478.702,10
ANO 9	0,344534058	R\$	402.108,09
ANO 10	0,306064889	R\$	366.547,36
ANO 11	0,271891019	R\$	322.072,53
ANO 12	0,241532854	R\$	293.951,80
ANO 13	0,214564349	R\$	268.287,27
ANO 14	0,19060703	R\$	244.863,95
ANO 15	0,169324681	R\$	223.485,76
ANO 16	0,150418626	R\$	203.973,83
ANO 17	0,133623539	R\$	186.164,98
ANO 18	0,118703717	R\$	169.910,35
ANO 19	0,105449778	R\$	155.074,15
ANO 20	0,093675716	R\$	141.532,47

Fonte: elaboração própria.

Tabela 29 - Resultados do autoconsumo local não limitado à demanda

RESULTADOS	
VPL	1.683.538
TIR Nominal	16,22%
TIR Real	12,23%
Payback	ANO 12

Fonte: elaboração própria.

- Resultado com 60% de financiamento: visto na Tabela 30 o fluxo de caixa e na Tabela 31 os resultados.

Tabela 30 - Fluxo de caixa autoconsumo local não limitado à demanda com financiamento

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 2.798.040,00
ANO 1	0,931067631	R\$ 482.941,19
ANO 2	0,866886933	R\$ 493.718,79
ANO 3	0,807130362	R\$ 476.237,84
ANO 4	0,751492954	R\$ 458.359,36
ANO 5	0,699690764	R\$ 443.811,72
ANO 6	0,651459422	R\$ 428.661,47
ANO 7	0,60655278	R\$ 430.321,46
ANO 8	0,56474166	R\$ 430.202,64
ANO 9	0,525812679	R\$ 376.150,71
ANO 10	0,489567165	R\$ 375.328,23
ANO 11	0,455820141	R\$ 539.948,49
ANO 12	0,424399378	R\$ 516.505,13
ANO 13	0,395144524	R\$ 494.081,35
ANO 14	0,367906275	R\$ 472.632,01

ANO 15	0,342545624	R\$	452.114,07
ANO 16	0,318933143	R\$	432.486,42
ANO 17	0,296948325	R\$	413.709,88
ANO 18	0,276478974	R\$	395.747,00
ANO 19	0,257420623	R\$	378.562,05
ANO 20	0,239676009	R\$	362.120,94

Fonte: elaboração própria.

Tabela 31 - Resultados do autoconsumo local não limitado à demanda com financiamento

RESULTADOS	
VPL	5.906.846
TIR Nominal	23,94%
TIR Real	19,69%
Payback	ANO 7

Fonte: elaboração própria.

6.5 Análise financeira: APE

Assim como no capítulo anterior, será realizado para cada modalidade de APE o fluxo de caixa e resultados do mesmo para as situações em que não há financiamento e há financiamento de 60%.

6.5.1 Análise para APE remoto

Novamente a análise se dará como visto anteriormente, primeiro sem financiamento e após com 60% de financiamento.

- Resultado sem financiamento: visto na Tabela 32 o fluxo de caixa e na Tabela 33 os resultados.

Tabela 32 - Fluxo de caixa APE remoto

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 6.821.500,00
ANO 1	0,888344363	R\$ 903.928,29
ANO 2	0,789155708	R\$ 841.629,89
ANO 3	0,701042025	R\$ 763.776,70
ANO 4	0,622766732	R\$ 693.147,89
ANO 5	0,553231316	R\$ 631.835,12
ANO 6	0,491459921	R\$ 575.976,12

ANO 7	0,436585651	R\$	525.081,76
ANO 8	0,387838402	R\$	478.707,25
ANO 9	0,344534058	R\$	436.448,09
ANO 10	0,306064889	R\$	397.936,38
ANO 11	0,271891019	R\$	349.816,40
ANO 12	0,241532854	R\$	319.340,46
ANO 13	0,214564349	R\$	291.519,79
ANO 14	0,19060703	R\$	266.122,66
ANO 15	0,169324681	R\$	242.937,62
ANO 16	0,150418626	R\$	221.771,75
ANO 17	0,133623539	R\$	202.448,98
ANO 18	0,118703717	R\$	184.808,67
ANO 19	0,105449778	R\$	168.704,19
ANO 20	0,093675716	R\$	154.001,73

Fonte: elaboração própria.

Tabela 33 - Resultados APE remoto

RESULTADOS	
VPL	1.828.440
TIR Nominal	16,41%
TIR Real	12,42%
Payback	ANO 12

Fonte: elaboração própria.

- Resultado com 60% de financiamento: visto na Tabela 34 o fluxo de caixa e na Tabela 35 os resultados.

Tabela 34 - Fluxo de caixa APE remoto com financiamento

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 2.728.600,00
ANO 1	0,931067631	R\$ 386.326,23
ANO 2	0,866886933	R\$ 419.695,24
ANO 3	0,807130362	R\$ 425.676,88
ANO 4	0,751492954	R\$ 429.239,60
ANO 5	0,699690764	R\$ 434.165,90
ANO 6	0,651459422	R\$ 436.908,17
ANO 7	0,60655278	R\$ 437.720,31
ANO 8	0,56474166	R\$ 436.832,60
ANO 9	0,525812679	R\$ 434.453,76
ANO 10	0,489567165	R\$ 430.772,72
ANO 11	0,455820141	R\$ 586.460,56
ANO 12	0,424399378	R\$ 561.115,77
ANO 13	0,395144524	R\$ 536.866,68

ANO 14	0,367906275	R\$	513.665,19
ANO 15	0,342545624	R\$	491.465,39
ANO 16	0,318933143	R\$	470.223,42
ANO 17	0,296948325	R\$	449.897,43
ANO 18	0,276478974	R\$	430.447,44
ANO 19	0,257420623	R\$	411.835,26
ANO 20	0,239676009	R\$	394.024,44

Fonte: elaboração própria.

Tabela 35 - Resultados do APE remoto com financiamento

RESULTADOS	
VPL	6.389.193
TIR Nominal	23,67%
TIR Real	19,43%
Payback	ANO 7

Fonte: elaboração própria.

6.5.2 Análise para APE local limitado à demanda

Novamente a análise se dará como visto anteriormente, primeiro sem financiamento e após com 60% de financiamento.

- Resultado sem financiamento: visto na Tabela 36 o fluxo de caixa e na Tabela 37 os resultados.

Tabela 36 - Fluxo de caixa APE local limitado à demanda

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 4.140.500,00
ANO 1	0,888344363	R\$ 846.976,89
ANO 2	0,789155708	R\$ 789.500,72
ANO 3	0,701042025	R\$ 716.905,97
ANO 4	0,622766732	R\$ 651.003,90
ANO 5	0,553231316	R\$ 593.821,47
ANO 6	0,491459921	R\$ 541.685,53
ANO 7	0,436585651	R\$ 494.147,47
ANO 8	0,387838402	R\$ 450.798,96
ANO 9	0,344534058	R\$ 411.268,31
ANO 10	0,306064889	R\$ 375.217,09
ANO 11	0,271891019	R\$ 330.332,32
ANO 12	0,241532854	R\$ 301.739,62

ANO 13	0,214564349	R\$	275.619,83
ANO 14	0,19060703	R\$	251.758,99
ANO 15	0,169324681	R\$	229.961,66
ANO 16	0,150418626	R\$	210.049,36
ANO 17	0,133623539	R\$	191.859,06
ANO 18	0,118703717	R\$	175.241,85
ANO 19	0,105449778	R\$	160.061,71
ANO 20	0,093675716	R\$	146.194,42

Fonte: elaboração própria.

Tabela 37 - Resultados do APE local limitado à demanda

RESULTADOS	
VPL	4.003.645
TIR Nominal	25,49%
TIR Real	21,19%
Payback	ANO 7

Fonte: elaboração própria.

- Resultado com 60% de financiamento: visto na Tabela 38 o fluxo de caixa e na Tabela 39 os resultados.

Tabela 38 - Fluxo de caixa APE local limitado à demanda com financiamento

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 1.656.200,00
ANO 1	0,931067631	R\$ 547.150,63
ANO 2	0,866886933	R\$ 560.842,51
ANO 3	0,807130362	R\$ 550.020,17
ANO 4	0,751492954	R\$ 538.416,06
ANO 5	0,699690764	R\$ 529.517,34
ANO 6	0,651459422	R\$ 519.808,08
ANO 7	0,60655278	R\$ 509.419,36
ANO 8	0,56474166	R\$ 498.469,01
ANO 9	0,525812679	R\$ 487.062,78
ANO 10	0,489567165	R\$ 475.295,42
ANO 11	0,455820141	R\$ 553.795,87
ANO 12	0,424399378	R\$ 530.189,18
ANO 13	0,395144524	R\$ 507.585,11
ANO 14	0,367906275	R\$ 485.940,69
ANO 15	0,342545624	R\$ 465.214,88
ANO 16	0,318933143	R\$ 445.368,40
ANO 17	0,296948325	R\$ 426.363,70
ANO 18	0,276478974	R\$ 408.164,85

ANO 19	0,257420623	R\$	390.737,53
ANO 20	0,239676009	R\$	374.048,85

Fonte: elaboração própria.

Tabela 39 - Resultados do APE local limitado à demanda com financiamento

RESULTADOS	
VPL	8.147.210
TIR Nominal	42,10%
TIR Real	37,23%
Payback	ANO 3

Fonte: elaboração própria.

6.5.3 Análise para APE local não limitado à demanda

Novamente a análise se dará como visto anteriormente, primeiro sem financiamento e após com 60% de financiamento.

- Resultado sem financiamento: visto na Tabela 40 o fluxo de caixa e na Tabela 41 os resultados.

Tabela 40 - Fluxo de caixa APE local não limitado à demanda

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 6.821.500,00
ANO 1	0,888344363	R\$ 1.016.460,52
ANO 2	0,789155708	R\$ 946.781,28
ANO 3	0,701042025	R\$ 859.380,58
ANO 4	0,622766732	R\$ 780.072,13
ANO 5	0,553231316	R\$ 711.236,27
ANO 6	0,491459921	R\$ 648.506,79
ANO 7	0,436585651	R\$ 591.337,70
ANO 8	0,387838402	R\$ 539.232,35
ANO 9	0,344534058	R\$ 491.738,91
ANO 10	0,306064889	R\$ 448.446,29
ANO 11	0,271891019	R\$ 394.401,26
ANO 12	0,241532854	R\$ 360.117,66
ANO 13	0,214564349	R\$ 328.813,46
ANO 14	0,19060703	R\$ 300.229,43
ANO 15	0,169324681	R\$ 274.128,93

ANO 16	0,150418626	R\$	250.295,99
ANO 17	0,133623539	R\$	228.533,45
ANO 18	0,118703717	R\$	208.661,33
ANO 19	0,105449778	R\$	190.515,35
ANO 20	0,093675716	R\$	173.945,53

Fonte: elaboração própria.

Tabela 41 - Resultados do APE local limitado à demanda com financiamento

RESULTADOS	
VPL	2.921.335
TIR Nominal	18,58%
TIR Real	14,51%
Payback	ANO 10

Fonte: elaboração própria.

- Resultado com 60% de financiamento: visto na Tabela 42 o fluxo de caixa e na Tabela 43 os resultados.

Tabela 42 - Fluxo de caixa APE local não limitado à demanda com financiamento

Ano	Taxa de Desvalorização	Fluxo a valor Presente
ANO 0	1	-R\$ 2.728.600,00
ANO 1	0,931067631	R\$ 504.270,48
ANO 2	0,866886933	R\$ 535.203,96
ANO 3	0,807130362	R\$ 535.748,45
ANO 4	0,751492954	R\$ 534.131,12
ANO 5	0,699690764	R\$ 534.587,28
ANO 6	0,651459422	R\$ 533.051,90
ANO 7	0,60655278	R\$ 529.770,35
ANO 8	0,56474166	R\$ 524.964,79
ANO 9	0,525812679	R\$ 518.836,16
ANO 10	0,489567165	R\$ 511.566,01
ANO 11	0,455820141	R\$ 661.206,24
ANO 12	0,424399378	R\$ 632.765,72
ANO 13	0,395144524	R\$ 605.547,19
ANO 14	0,367906275	R\$ 579.497,47
ANO 15	0,342545624	R\$ 554.565,74
ANO 16	0,318933143	R\$ 530.703,47
ANO 17	0,296948325	R\$ 507.864,29
ANO 18	0,276478974	R\$ 486.003,91
ANO 19	0,257420623	R\$ 465.079,98
ANO 20	0,239676009	R\$ 445.052,06

Fonte: elaboração própria.

Tabela 43 - Resultados do APE local não limitado à demanda com financiamento

RESULTADOS	
VPL	8.001.817
TIR Nominal	27,78%
TIR Real	23,40%
Payback	ANO 6

Fonte: elaboração própria.

6.6 Resultados consolidados da análise financeira

Para melhor visualização dos resultados, será apresentada a Tabela 44 com os resultados consolidados de VPL e TIR real. Nela foram destacados de vermelho os resultados de VPL que estão abaixo do VPL do ACL e as TIR reais abaixo d taxa de retorno geral da empresa, previamente usada como TMA, no valor de 12,57%. Foi destacado também a melhor opção de investimento quando avaliado o VPL e a TIR real.

Tabela 44 - Resultados da análise financeira consolidados

MODALIDADES		VPL	TIR real	Payback	
ACL		R\$ 5.024.568,35	-	Imediato	
GD	Sem Financiamento	Remoto	R\$ 35.559,00	8,79%	ANO 20
		Local Limitado à Demanda	R\$ 873.444,00	11,87%	ANO 12
		Local Não Limitado à Demanda	R\$ 1.683.538,00	12,23%	ANO 12
	60% Financiamento	Remoto	R\$ 3.716.340,00	13,23%	ANO 10
		Local Limitado à Demanda	R\$ 3.351.672,00	19,13%	ANO 7
		Local Não Limitado à Demanda	R\$ 5.906.846,00	19,69%	ANO 7

APE	Sem Financiamento	Remoto	R\$ 1.828.440,00	12,42%	ANO 12
		Local Limitado à Demanda	R\$ 4.003.645,00	21,19%	ANO 7
		Local Não Limitado à Demanda	R\$ 2.921.335,00	14,51%	ANO 10
	60% Financiamento	Remoto	R\$ 6.389.193,00	19,43%	ANO 7
		Local Limitado à Demanda	R\$ 8.147.210,00	37,23%	ANO 3
		Local Não Limitado à Demanda	R\$ 8.001.817,00	23,40%	ANO 6

Fonte: elaboração própria.

7 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho foi mostrado, de forma geral, um breve histórico da matriz energética brasileira, a abertura do mercado de contratação livre e as motivações ecológicas e financeiras para o investimento na geração própria de energia. Foi analisado mais profundamente as legislações, impostos e tarifas que impactam em todas as modalidades que comportam a possibilidade de se economizar na conta de energia de consumidores de alta tensão brasileiros.

As análises tarifárias de ACL e ACR trouxeram a oportunidade de se avaliar os parâmetros para a escolha da melhor fonte energética para um consumidor qualquer, assim como melhor horo sazonal. Elas impactaram também nos resultados encontrados para as análises tarifárias das gerações próprias, que teve como subproduto a possibilidade de comparação entre a atual legislação de Micro e Minigeração e a Autoprodução de energia. A variedade de conexões físicas gerou respostas diferentes, necessitando então levar seus resultados tarifários para a próxima etapa nos estudos financeiros.

Com estes, se entendeu melhor o embasamento teórico por trás das decisões de se investir ou não em um projeto, especialmente em projetos do porte de UFV's. Com eles foram criados parâmetros para se tomar a melhor decisão possível, a depender das restrições físicas de um consumidor. O subproduto mais interessante desse estudo foi o impacto do financiamento na decisão de se investir numa UFV ou não, alterando substancialmente os resultados apresentados.

Para a indústria A, foi entendido que a melhor opção seria uma Autoprodução Local Limitada à Demanda com Financiamento, resultante na mistura entre a geração própria e a contratação de energia no Mercado Livre, porém sendo viável a escolha de outras opções como Autoconsumo Remoto com Financiamento ou APE Remoto com Financiamento por exemplo. O embasamento teórico, tarifário, matemático e financeiro desse estudo possibilitou se encontrar a melhor opção de investimento para um determinado consumidor, porém a economia final ou a qualidade de sua geração de energia dependerá também das limitações de capital para investimento e físicas do projeto, sendo a migração para o mercado livre uma opção muito válida para os que se virem com pouco interesse em investir ou sem espaço físico para a instalação de uma UFV.

REFERÊNCIAS

1. CEMIG. Mercado Livre. **Site da Distribuidora CEMIG**, 2023. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/mercado-livre/>>. Acesso em: 04 abr 2023.
2. GREENER. **Relatório de Mercado Solar - Dezembro de 2022**. Greener. São Paulo, p. 9. 2022.
3. BRASIL. LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. **Marco legal da microgeração e minigeração distribuída**, jan 2022.
4. CCEE. Evoluções do mercado. **Relatório de administração CCEE**, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10.html>>. Acesso em: 04 abr 2023.
5. BRANDI, P. Memória da Eletricidade. **Energia elétrica no Brasil: breve cronologia do setor elétrico brasileiro**, 2022. Disponível em: <<https://www.memoriadaeletricidade.com.br/artigos/119106/energia-eletrica-no-brasil-breve-cronologia-do-setor-eletrico-brasileiro#:~:text=A%20primeira%20aplica%C3%A7%C3%A3o%20pr%C3%A1tica%20da,Janeyro%2C%20ent%C3%A3o%20capital%20do%20Imp%C3%A9rio.>>. Acesso em: 02 mar 2023.
6. ALUPAR. Setor Elétrico Brasileiro. **Site da Alupar**, 2023. Disponível em: <<https://ri.alupar.com.br/a-companhia/setor-eletrico-brasileiro/#:~:text=O%20CNPE%20C3%A9%20composto%20pelo,escolhidos%20pelo%20P residente%20da%20Rep%C3%BAblica.>>. Acesso em: 02 mar 2023.
7. ABRACEEL. Biblioteca Abraceel. **Abraceel**, fev 2023. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/topico/biblioteca/boletim/>>. Acesso em: 04 mar 2023.
8. ABRACEEL. Biblioteca Abraceel. **Abraceel**, fev 2023. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/topico/biblioteca/boletim/>>. Acesso em: 04 mar 2023.
9. CCEE. Acervo CCEE. **Cálculo do Desconto**, Brasília, 02 out 2023. 37. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/acervo-ccee>>. Acesso em: 04 mar 2023.
10. EPE. Matriz Energética e Elétrica. **ABCDEnergia**, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#:~:text=A%20matriz%20el%C3%A9trica%20brasileira%20C3%A9,em%20sua%20 maior%20parte%20renov%C3%A1vel.>>. Acesso em: 05 mar 2023.
11. EPE. Produção Energética Primária. **BEN Interativo**, 2022. Disponível em: <<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/ben/>>. Acesso em: 05 mar 2023.
12. RUBIM, B. 1 Vídeo (122 min). Aulão: como fica a conta do consumidor e a viabilidade dos projetos após o Marco legal da GD. **Publicado pela canal Bárbara Rubim**, 2022. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=9D5ZUHZ-WAE>>. Acesso em: 05 mar 2023.
13. ECOA ENERGIA. Site da Ecoa Energias Renováveis. **Modelos de Geração Solar Fotovoltaica**, 2021. Disponível em: <<https://ecoaenergias.com.br/modelos-geracao-energia-solar/>>. Acesso em: 06 mar 2023.
14. INGETEAM. Site da Ingeteam. **Energia Solar Fotovoltaica Industrial**, 2023. Disponível em: <https://www.ingetteam.com/br/pt-br/energy/energia-fotovoltaica/p15_24_232/autoconsumo-industrial.aspx>. Acesso em: 6 mar 2023.

15. ENERGÊS. Site da Energês. **Simultaneidade**, 2022. Disponível em: <<https://energes.com.br/simultaneidade/>>. Acesso em: 06 mar 2023.
16. COMERC ENERGIA. O Que É Autoprodução de Energia. **Site da Comerc Energia**, 2020. Disponível em: <<https://panorama.comerc.com.br/o-que-e-autoproducao-de-energia#:~:text=Hist%C3%B3ria%20da%20autoprodu%C3%A7%C3%A3o&text=Foi%20na%20d%C3%A9cada%20de%201990,1995%2C%20Decreto%202.003%2F1996%20.>>>. Acesso em: 06 mar 2023.
17. CCEE. **Alocação de Geração**. CCEE. São Paulo, p. 38. 2017.
18. CEARÁ. RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.061, DE 12 DE JULHO DE 2022. **Revisão Tarifária Extraordinária da Companhia Energética do Ceará - Enel CE**, Fortaleza, CE, jul 2022.
19. CEARÁ. Lei Complementar Nº 287, 12 de Julho de 2022. **Fundo Estadual de Combate à Pobreza - FECOP**, Fortaleza, CE, jul 2022.
20. BRASIL. LEI COMPLEMENTAR Nº 194, DE 23 DE JUNHO DE 2022. **Alteração do Código Tributário Nacional**, Brasília, DF, jun 2022.
21. CCEE. Acervo CCEE. **Conceitos de Preços - CCEE**, 2020. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as%20\(PLD\)%20%C3%A9%20o%20resultado,contratada%20pelos%20agentes%20do%20mercado.>](https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos#:~:text=O%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as%20(PLD)%20%C3%A9%20o%20resultado,contratada%20pelos%20agentes%20do%20mercado.>)>. Acesso em: 12 mar 2023.
22. DIAS; JULIEN. **Project Finance & Modelagem Financeira**. VIEX. São Paulo, p. 120. 2022.
23. REIS, T. Modelagem financeira: aprenda o que é e sua importância. **SUNO**, 2019. Disponível em: <<https://www.sun0.com.br/artigos/modelagem-financeira/>>. Acesso em: 23 mar 2023.
24. EMPRESA JÚNIOR FGV. WACC: o que é e como funciona a sua fórmula? **Site da Empresa Júnior FGV**, 2022. Disponível em: <[https://ejfgv.com/wacc/#:~:text=O%20WACC%20\(Weighted%20Average%20Capital%20Cost\)%20traduzindo%20Custo,o%20banco%20\(fonte%20externas\).>](https://ejfgv.com/wacc/#:~:text=O%20WACC%20(Weighted%20Average%20Capital%20Cost)%20traduzindo%20Custo,o%20banco%20(fonte%20externas).>)>. Acesso em: 26 mar 2023.
25. BNB. Site Produtos e Serviços BNB. **FNE Sol**, 2023. Disponível em: <<https://www.bnb.gov.br/fne-sol>>. Acesso em: 26 mar 2023.
26. BNB. Cartilha FNE Sol para Empresas. **Financiamento à Micro e à Minigeração Distribuída de Energia Elétrica**, Fortaleza, 26 jun 2023. 15. Disponível em: <<https://www.bnb.gov.br/fne-sol>>. Acesso em: 26 mar 2023.
27. VANGARDI. Website Vangardi. **O que é VPL? Significado, como calcular, comparativo com o método TIR**, 23 set 2021. Disponível em: <[https://vangardi.com.br/o-que-e-vpl/#:~:text=O%20que%20%C3%A9%20VPL%20\(Valor%20Presente%20L%C3%ADquido\)%20&text=C%20A%20necess%C3%A1rio%20para%20saber%20na,dinheiro%20no%20seu%20devido%20tempo.>](https://vangardi.com.br/o-que-e-vpl/#:~:text=O%20que%20%C3%A9%20VPL%20(Valor%20Presente%20L%C3%ADquido)%20&text=C%20A%20necess%C3%A1rio%20para%20saber%20na,dinheiro%20no%20seu%20devido%20tempo.>)>. Acesso em: 27 mar 2023.