



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco
Campus Garanhuns
Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

SAULO EZEQUIAS DE LUNA PESSOA

**ESTUDO ECONÔMICO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR
GERAÇÃO COMPARTILHADA EM COMPARAÇÃO AO AUTOCONSUMO LOCAL
PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B EM PERNAMBUCO**

Garanhuns – PE

2024

SAULO EZEQUIAS DE LUNA PESSOA

**ESTUDO ECONÔMICO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR
GERAÇÃO COMPARTILHADA EM COMPARAÇÃO AO AUTOCONSUMO LOCAL
PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B EM PERNAMBUCO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Diego Soares Lopes

Coorientador: Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha
Barros

Garanhuns – PE

2024

P475e

Pessoa, Saulo Ezequias de Luna.

Estudo econômico da compensação de energia elétrica por geração compartilhada em comparação ao autoconsumo local para consumidores do grupo B em Pernambuco / Saulo Ezequias de Luna Pessoa ; orientador Diego Soares Lopes, 2024.
82f. : il.

Orientador: Diego Soares Lopes.

Coorientador: Rafael Mendonça Rocha Barros

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Energia elétrica – Consumo - Pernambuco. 2. Energia elétrica – Produção – Aspectos econômicos. 3. Energia elétrica – Distribuição – Pernambuco. 4. Energia – Fontes alternativas. I. Título.

CDD 621.31

Andréa Maria Lidington Lins –CRB4/868

SAULO EZEQUIAS DE LUNA PESSOA

**ESTUDO ECONÔMICO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR
GERAÇÃO COMPARTILHADA EM COMPARAÇÃO AO AUTOCONSUMO LOCAL
PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B EM PERNAMBUCO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: 11 / 10 / 2024

Prof. Dr. Diego Soares Lopes (IFPE, *campus* Garanhuns)
Orientador

Prof. Dr. Rafael Mendonça Rocha Barros (IFPE, *campus* Garanhuns)
Coorientador

Prof. Esp. Manoel Alves Cordeiro Neto (IFPE, *campus* Garanhuns)
Avaliador interno

Eng. Magdiel Santos Rocha (FAC UNICAMPS - Campinas)
Avaliador externo

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu Deus, por me iluminar em meio a tantas adversidades que enfrentei no período da formação. A ele toda honra e glória por tudo que Ele fez e faz por mim. Que Ele continue me conduzindo e iluminando nesta trajetória árdua, mas galardoadora.

Agradeço a minha mãe, Ana Paula, que sempre me incentivou a estudar e me deu condições para que eu pudesse ter o melhor ensino, além de me ajudar em todos os dias da minha formação desde que entrei no IFPE, sendo a minha maior incentivadora.

Agradeço a meu pai, Junior, que sempre foi um espelho de homem para mim. Trabalhador, temente a Deus, e que sempre se esforçou ao máximo para que pudéssemos ter condições de crescer na vida. Aos meus pais e meu irmão Felipe, todo o carinho, amor e admiração por tudo.

A minha esposa, Nilsy, que esteve presente comigo desde que entrei no curso, quando ainda éramos namorados. Acompanhou todo o processo árduo com muito amor, paciência e me deu força nos dias que nem eu mesmo suportava e pensava que não conseguiria. Ela me aproximou de Deus e acreditou em mim. A ela todo o meu amor, carinho, admiração e orgulho como profissional e pessoa.

Aos meus avós, Nelinho e Reuma, que cuidaram de mim e me abrigaram como se fossem meus pais, sempre me ajudando em todos os sentidos, sempre se preocupando comigo e me dando mais forças que o necessário muitas vezes. Tenho certeza que foram instrumentos de Deus para que eu pudesse realizar o curso, já que não possuo residência no campus e não tinha condições de morar em outra cidade se não fosse eles. A eles todo o meu amor, carinho, admiração e saudade, pois vivemos momentos maravilhosos que são eternos para mim.

A toda minha família, que sempre torceu e orou por mim.

Aos meus amigos: Pontes, Fernando, Marcos, Saturno e Zé Vitor. Eles sempre tornaram a caminhada mais leve, descontraída e com muito companheirismo.

Ao meu orientador, professor Diego Lopes, pela amizade, apoio, paciência e empenho com suas aulas sempre muito dinâmicas e que sem dúvidas me ajudaram bastante academicamente e hoje profissionalmente.

Ao meu coorientador, professor Rafael Barros, que é uma referência para mim no setor e que, sem dúvidas, contribuiu bastante para minha formação e para que fosse possível eu compreender boa parte do setor abordado neste trabalho.

Ao IFPE, por poder me proporcionar um excelente estudo de qualidade, bem como o apoio em todas as esferas que contribuíram ao longo do processo.

Aos meus colegas da Lumi, que sempre me auxiliaram e tornaram possível meu desenvolvimento como profissional neste segmento.

A todos que direta ou indiretamente torceram e oraram por mim visando que este momento se tornasse possível.

“A tua palavra é lâmpada
que ilumina os meus passos
e luz que clareia o meu caminho.”

Salmos 119:105

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo a comparação através de um estudo de viabilidade financeira das modalidades de compensação: autoconsumo local e geração compartilhada. Como o conceito e a forma como as unidades consumidoras operam na geração compartilhada ainda são desconhecidas por boa parte da comunidade, este trabalho irá apresentar as principais diretrizes que regem as unidades consumidoras nesta modalidade, bem como as bases legais regulamentares que norteiam as ações e operações na mesma. Além de instruir a comunidade, será apresentado um estudo que visa expor os fluxos de caixa obtidos, utilizando as classes dos consumidores do grupo B que mais estão presentes em termos de quantidade e carga no território nacional – Residencial e Comercial. A metodologia utilizada teve início na obtenção das características técnicas do perfil de cada consumidor analisado. Após isso, foram estimados dados de consumo e injeção de energia elétrica para um espaço de vinte e cinco anos – período típico para estudos de viabilidade de usinas solares fotovoltaicas. Foram realizadas diversas estimativas e definidos diversos parâmetros para área de concessão da Neoenergia Pernambuco, onde além de comparar as modalidades, foram realizados estudos nos cenários de GD I e GD II, que vieram a existir e apresentar algumas particularidades com a LEI nº14.300 em 2022, também conhecida como marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Com posse dos dados, foi realizada uma pesquisa para obter os investimentos necessários para implementação das usinas, que foram utilizados junto aos indicadores financeiros para evidenciar a viabilidade das modalidades, sendo eles: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Retorno Sobre o Investimento (ROI), o *Payback* e o *Break Even Point*.

Palavras-chave: Geração compartilhada. Autoconsumo local. GD I. GD II. Viabilidade Financeira.

ABSTRACT

The objective of this work is to conduct a financial feasibility study comparing two compensation modalities: local self-consumption and shared generation. Recognizing that many community members are unfamiliar with how shared generation operates, this study will outline the guidelines governing consumer units in this model, as well as the legal regulatory framework that underpins these operations. In addition to educational efforts, the study will analyze cash flows, focusing on Group B consumer classes, specifically residential and commercial users, which are prevalent in Brazil. The methodology involved collecting technical characteristics of the consumer profiles and estimating electricity consumption and generation over a 25-year period, a common timeframe for assessing photovoltaic solar projects. Multiple estimates were conducted, considering various parameters specific to the Neoenergia Pernambuco concession area. The analysis also explored the implications of the GD I and GD II scenarios introduced by Law No. 14,300 in 2022, which established the legal framework for microgeneration and distributed mini-generation. The study will identify the required investments for implementing solar plants, utilizing financial indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Return on Investment (ROI), Payback, and Break-Even Point to evaluate the feasibility of both compensation modalities. Through this comprehensive analysis, the study aims to provide insights into the most promising options for consumers in Brazil's evolving energy landscape.

Keywords: Local Self-consumption. Shared Generation. GD I. GD II. Financial Feasibility.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira.	17
Figura 2– Fontes componentes da MMGD em 2023.....	22
Figura 3– Peso do Fio B na tarifa de energia do grupo B convencional de algumas distribuidoras.....	25
Figura 4 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.....	33
Figura 5 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.....	33
Figura 6 – Participação dos componentes na tarifa de energia.....	34
Figura 7 – Previsão de energia consumida por consumidor analisado.	46
Figura 8 – Previsão de energia injetada por consumidor analisado.	46
Figura 9 – Previsão das tarifas base em PE utilizadas no trabalho.....	47
Figura 10 - Fluxo de caixa total do consumidor de 2 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.	48
Figura 11 - Fluxo de caixa do consumidor de 2 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.	49
Figura 12- Fluxo de caixa total do consumidor de 8 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.	50
Figura 13- Fluxo de caixa do consumidor de 8 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.	51
Figura 14– Fluxo de caixa total do consumidor de 30 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.	52
Figura 15– Fluxo de caixa do consumidor de 30 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.	52
Figura 16– Fluxo de caixa total do consumidor de 50 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.	53
Figura 17– Fluxo de caixa do consumidor de 50 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.	54
Figura 18– Fluxo de caixa total do consumidor de 70 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.	55
Figura 19– Fluxo de caixa do consumidor de 70 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.	55
Figura 20– Fluxo de caixa do consumidor de 2 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.....	56

Figura 21– Fluxo de caixa do consumidor de 2 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.....	57
Figura 22- Fluxo de caixa do consumidor de 8 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.....	58
Figura 23- Fluxo de caixa do consumidor de 8 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.....	59
Figura 24- Fluxo de caixa do consumidor de 30 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.....	60
Figura 25- Fluxo de caixa do consumidor de 30 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.....	60
Figura 26– Fluxo de caixa do consumidor de 50 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.....	61
Figura 27– Fluxo de caixa do consumidor de 50 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.....	62
Figura 28- Fluxo de caixa do consumidor de 70 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.....	63
Figura 29- Fluxo de caixa do consumidor de 70 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.....	63
Figura 30 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.	64
Figura 31 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.....	65
Figura 32 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.....	66
Figura 33 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.....	67
Figura 34 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.....	68
Figura 35 – Comparativo da previsão das tarifas de compensação nos 10 primeiros anos.	69
Figura 36 – Representatividade do fio B nas tarifas base previstas.....	70
Figura 37 – <i>Break even point</i> das Modalidades de Compensação.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – UCs com geração distribuída por modalidade no Brasil.....	27
Tabela 2 - Especificação das unidades consumidoras analisadas.....	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EE	Encargos Eficiência Energética
EPE	Empresa de Pesquisa e Energia
GEE	Gases do Efeito Estufa
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Minigeração e Microgeração Distribuída
P&D	Encargos Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REH	Resolução Homologatória
REN	Resolução Normativa
<i>ROI</i>	Return of investment
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
kW	Quilowatt
R\$/MWh	Reais por megawatt-hora

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 Motivação.....	18
1.2 Objetivos.....	19
1.2.1 Objetivo Geral	19
1.2.2 Objetivos Específicos	19
1.3 Estrutura do Texto	20
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	21
2.1 Panorama da Geração Distribuída.....	21
2.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica	23
2.3 Diretrizes para Enquadramento Regulatório da Usina em GD I.....	23
2.4 Diretrizes para Enquadramento Regulatório da Usina em GD II.....	24
2.5 Diretrizes para Enquadramento Regulatório da Usina em GD III.....	26
2.6 Modalidades de Compensação.....	26
2.6.1 Autoconsumo Local	27
2.6.2 Autoconsumo Remoto	28
2.6.3 Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC)	28
2.6.4 Geração Compartilhada	29
2.6.4.1 Consórcio	29
2.6.4.2 Cooperativa	30
2.6.4.3 Associação	30
2.6.4.4 Condomínio Civil Voluntário e Edifício.....	31
2.7 Tarifação de Energia Elétrica.....	31
2.7.1 Modalidades Tarifárias	32
2.7.2 Composição Tarifária	32
2.8 Parâmetros Financeiros.....	34
2.8.1 ROI – Retorno sobre o Investimento.....	35
2.8.2 VPL – Valor Presente Líquido	35
2.8.3 TIR – Taxa Interna de Retorno.....	36
2.8.4 Payback	36
2.8.5 Breakeven Point.....	37
3. MATERIAL E METODOLOGIA	38
3.1 Definição das Unidades Consumidoras	38
3.2 Levantamento de Dados	39

3.3	Cenários Analisados	40
3.3.1	Cenário de GD I.....	40
3.3.1.1	Autoconsumo Local	40
3.3.1.2	Geração Compartilhada	42
3.3.2	Cenário de GD II.....	42
3.4	Premissas Utilizadas na Análise	43
3.4.1	Premissas Areladas a implementação da Usina Solar Fotovoltaica.....	44
3.4.2	Premissas Gerais	44
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
4.1	Resultados no cenário de GD I.....	48
4.1.1	Resultados para o Consumidor de 2 kWp	48
4.1.2	Resultados para o Consumidor de 8 kWp	50
4.1.3	Resultados para o Consumidor de 30 kWp	51
4.1.4	Resultados para o Consumidor de 50 kWp	53
4.1.5	Resultados para o Consumidor de 70 kWp	54
4.2	Resultados no cenário de GD II	56
4.2.1	Resultados para o Consumidor de 2 kWp	56
4.2.2	Resultados para o Consumidor de 8 kWp	58
4.2.3	Resultados para o Consumidor de 30 kWp	59
4.2.4	Resultados para o Consumidor de 50 kWp	61
4.2.5	Resultados para o Consumidor de 70 kWp	62
4.3	Análise Comparativa das Modalidades em GD II.....	64
4.3.1	Análises para Consumidor de 2 kWp	64
4.3.2	Análises para consumidor de 8 kWp	65
4.3.3	Análises para consumidor de 30 kWp	66
4.3.4	Análises para consumidor de 50 kWp	67
4.3.5	Análises para consumidor de 70 kWp	67
4.4	Análise Final dos Resultados.....	68
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
5.1	Considerações	72
5.2	Sugestões para trabalhos futuros	73
	REFERÊNCIAS.....	74

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, no Brasil, a geração distribuída (GD) vem se difundindo de forma bastante considerável. Há mais de 2,4 milhões de sistemas integrados à rede de distribuição de energia elétrica, totalizando uma potência instalada que ultrapassa 27,7 GW (MME, 2023). Através desse modelo, pode-se destacar diversos benefícios para o setor elétrico, bem como para os consumidores, entre eles: diversificação da matriz elétrica, geração sustentável e própria, geração de empregos, redução de valores a pagar na fatura de energia elétrica e entre outros. Segundo Ackermann (2001), a geração distribuída é caracterizada como uma fonte de geração de energia conectada diretamente à rede de distribuição ou ao próprio consumidor. Ainda, segundo El-Khattan e Salama (2004), também pode ser chamada de geração descentralizada.

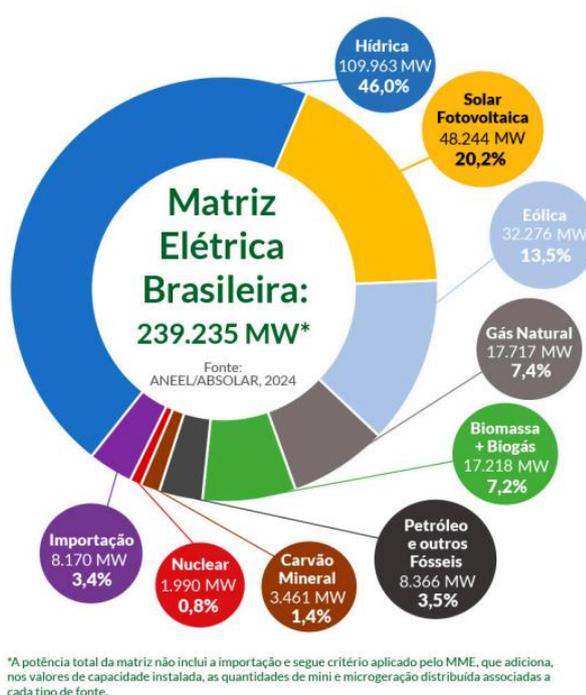
Diante dos benefícios citados, a geração de energia elétrica sustentável tem ganhado cada vez mais destaque em nível nacional. A urgência de ações voltadas para a redução da emissão de gases de efeito estufa (GEE), aliada ao uso de fontes renováveis para geração de energia, é crucial para a preservação do planeta. Nesse contexto, a transição energética mundial impõe o desafio de impulsionar o desenvolvimento econômico e social com a redução das emissões de carbono, ampliando o uso de fontes renováveis e limpas, com o Brasil assumindo um papel de liderança nesse movimento (MME, 2023b).

É perceptível que, ao longo dos últimos anos, a matriz elétrica brasileira vem caminhando cada vez mais tanto para o aumento da geração por fontes renováveis, quanto para a sua diversificação. Inclusa neste montante, a minigeração e microgeração distribuída (MMGD), segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2023, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresentou um avanço de 68% em relação a 2022, sendo a energia solar fotovoltaica responsável por 96,3% desse aumento.

Criada em 2012, a Resolução normativa (REN) nº 482, deu direito aos consumidores brasileiros de gerarem a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Desde então, houveram alguns aprimoramentos por parte da Agência nacional de energia elétrica (ANEEL) até as diretrizes que se tem hoje. As Resoluções Normativas nº 687 e 786, de 2015 e 2017, da ANEEL,

atualizaram os limites de potência instalada e as modalidades de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esse sistema permite que a energia gerada por unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, injetada na rede de distribuição local, seja compensada no consumo mensal, ou convertida em créditos de energia para uso futuro na fatura da unidade consumidora.

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2024).

Através da Figura 1, percebe-se que a energia solar fotovoltaica representa 20,2% da matriz elétrica brasileira. Tal aumento na implementação desses sistemas pelos consumidores, tem impulsionado a geração distribuída no Brasil, que em tempos atrás era bem mais dependente da geração através de hidrelétricas. Com a promulgação da LEI nº 14.300, em 6 de janeiro de 2022, foram definidas as normas para a microgeração e minigeração distribuída (MMGD). Segundo essa legislação, a microgeração distribuída abrange fontes renováveis de energia elétrica conectadas à rede de distribuição, com potência igual ou inferior a 75 kW (setenta e cinco quilowatts), que utilizam cogeração qualificada. Já a minigeração distribuída possui

características semelhantes à microgeração, mas exige uma potência instalada em corrente alternada superior a 75 kW (setenta e cinco quilowatts), com limites de 5 MW (cinco megawatts) para fontes despacháveis e 3 MW (três megawatts) para fontes não despacháveis.

As fontes despacháveis tratam-se de fontes intermitentes onde é possível realizar o controle da energia elétrica gerada, sendo possível realizar a modulação através do armazenamento em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% da capacidade de geração mensal que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto. As fontes não despacháveis, apresentam operação diferente das mencionadas anteriormente, haja vista que não tem a possibilidade de modulação através do armazenamento da energia, direcionando toda energia gerada para a rede de forma constante.

Ainda, através da LEI nº 14.300, popularmente conhecida por marco legal da minigeração e microgeração distribuída, também foi definida a metodologia a ser seguida para realizar tributação sobre o Fio B. Tal tributação, ocorre devido aos custos de uso da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária até chegar na unidade consumidora. Tendo entrado em vigor a devida lei, os consumidores que solicitaram a instalação de suas usinas de geração de energia elétrica a partir de 8 de janeiro de 2023, por exemplo, devem pagar um percentual do tributo que será gradativo, começando com 15% em 2023, e indo até 100% do Fio B, em 2029.

Mesmo com a referida tributação, os sistemas de MMGD ainda seguem sendo atrativos para os consumidores, segundo a ANEEL (2024) em 2023, foi alcançado o segundo maior volume anual de conexões registrado pelo painel de monitoramento da ANEEL, ficando atrás somente de 2022, ano em que mais de 796 mil unidades de micro e minigeração foram integradas à rede elétrica. Além de propiciar a redução nas faturas dos consumidores, esse modelo de micro e minigeração contribui para a matriz elétrica brasileira de forma sustentável, pois são instalações de geração a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada (MME, 2022).

1.1 Motivação

A motivação do devido trabalho, está fundamentada na definição da melhor modalidade de compensação a ser seguida pelo consumidor. Para definir o melhor

modelo, serão destrinchadas as particularidades e diretrizes de cada uma por meio de um estudo de viabilidade financeira que compara duas das principais modalidades de compensação existentes – Geração compartilhada e autoconsumo local.

Compreender o conceito e as aplicações dessas modalidades, na prática, pode definir o melhor cenário de operação para a determinada unidade consumidora tendo em vista aspectos financeiros e operacionais da mesma, uma vez que no autoconsumo local, o consumidor deve arcar com um investimento inicial para implementação da sua usina. Todavia, na geração compartilhada, não há necessidade deste investimento inicial, porém tem-se impactos na compensação de energia.

1.2 Objetivos

A seguir, são apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos do presente trabalho.

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar comparativamente do ponto de vista econômico as modalidades de compensação de energia elétrica: autoconsumo e geração compartilhada para consumidores do grupo B no estado de Pernambuco.

1.2.2 Objetivos Específicos

Destaca-se no desenvolvimento do trabalho, os seguintes objetivos específicos:

- Realizar o estudo de viabilidade financeira: Utilizando cenários de perfis de consumos de energia elétrica diferentes, realizar o estudo da aplicação da GD para consumidores do grupo B;
- Aplicar métodos que tornem viável compreender se o investimento para ambas as modalidades é viável;

- Definir a melhor modalidade de compensação para cada consumidor abordado, tendo em vista as suas situações econômicas e operacionais;
- Apresentar os resultados de fluxo de caixa para os investimentos em autoconsumo local e geração compartilhada no estado de Pernambuco.

1.3 Estrutura do Texto

O trabalho de conclusão do curso foi elaborado com base nos seguintes capítulos:

- Capítulo 1: Introdução, explicando como cada lei e resolução normativa contribuiu para obter a organização do setor como está atualmente; demonstrando, através de dados, a importância que a MMGD tem na matriz elétrica brasileira;
- Capítulo 2: Fundamentação teórica, explicando cada modalidade de compensação existente, bem como as informações relevantes para análise de viabilidade financeira dos consumidores; destringindo termos e parâmetros necessários para realização do estudo;
- Capítulo 3: Metodologia do trabalho, apresentando o estudo de caso de forma mais detalhada, especificando como o estudo foi realizado, as premissas utilizadas e sempre norteado pelas leis e resoluções normativas vigentes;
- Capítulo 4: Resultados e discussões, apresentando os resultados inerentes ao estudo realizado e definindo para cada subgrupo o melhor modelo de compensação; detalhamento dos dados obtidos conforme cenário tarifário e de tributos de 2024 no estado de Pernambuco.
- Capítulo 5: Considerações finais, explicando de forma geral e conclusiva os resultados obtidos e como podem ser feitos novos trabalhos para aprimoramento e inclusão de novos estudos futuros.

No capítulo a seguir são apresentados os conceitos que fundamentam o desenvolvimento deste trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão abordadas as modalidades de compensação existentes com as regulamentações vigentes, bem como todas as particularidades do setor de energia no qual o trabalho está situado. Serão explanadas as formas de adesão a geração compartilhada e quais as características de cada uma. Além disso, como o trabalho aborda uma análise de viabilidade financeira, faz-se necessário explicar os elementos que compõem uma tarifa de energia e como as mesmas são utilizadas para cada tipo de modalidade que será tratada.

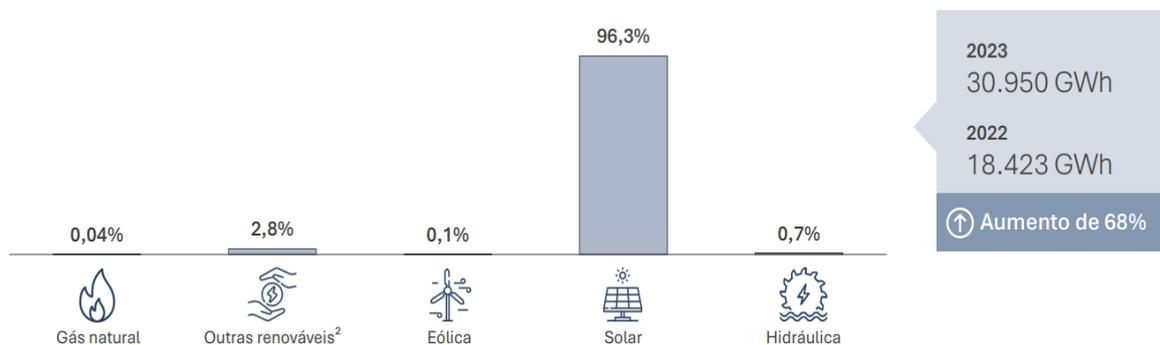
2.1 Panorama da Geração Distribuída

A projeção de aumento da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil em 2024 reflete uma continuidade e intensificação da transição para uma matriz energética mais diversificada e sustentável. De acordo com a EPE (2024), com a expectativa de incremento de 73 mil MW, sendo 86% provenientes de fontes renováveis, o Brasil reforça seu papel como um dos países líderes no uso de energia limpa. Como já mencionado no presente trabalho, a geração distribuída trata-se da geração de energia elétrica próxima ou no local do consumo da mesma, deixando de ser de forma centralizada, como ocorre nas grandes usinas hidrelétricas.

Fato é que a geração distribuída tem tido um aumento no seu uso em meio aos consumidores com os mais diferentes tipos de perfis e faixas de consumo de energia elétrica. Segundo a Associação Brasileira de Geração Distribuída (2024), têm-se hoje no Brasil, cerca de 5547 municípios em que se tem o uso de usinas classificadas em geração distribuída, representando um montante de 2.466.416 sistemas, 3.563.548 unidades consumidoras que recebem créditos de energia e cerca de 28 GW de potência instalada em energia solar. Esses números convergem com os dados apresentados no Balanço Energético Nacional 2024, que indica o aumento da energia solar fotovoltaica vinculada ao aumento da MMDG.

Conforme pode ser visto na Figura 2, houve um aumento de aproximadamente 68% da geração distribuída de 2022 para 2023. Esse aumento foi acompanhado do aumento da energia solar fotovoltaica, que responde por 96,3% da MMDG.

Figura 2– Fontes componentes da MMGD em 2023.



Fonte: Balanço Energético Nacional (2024).

No estado de Pernambuco, o setor de geração distribuída também vem tendo um aumento bastante considerável. Segundo os dados do Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2023), o estado tem aproximadamente 74.894 sistemas conectados, número esse que era de 49.938 em 2022. Esse aumento representa uma quantidade de 131.200 consumidores com uso da MMGD, sendo mais de 40% na modalidade de autoconsumo remoto e aproximadamente 55% no autoconsumo local. Vale destacar também que aproximadamente 29% desse montante desses estabelecimentos são da classe comercial, 11% são da classe industrial, 52% são da classe residencial, 1% do poder público e 7% da classe rural.

Logo, compreende-se através dos dados expostos, o aumento do uso desse modelo de geração, que corrobora com o desenvolvimento social e financeiro das classes que representam a maior quantidade no Brasil e no estado de Pernambuco, que são a residencial e comercial. Além das classes mencionadas, temos o uso da GD pelas classes industrial e rural, que passando a gerar a sua própria energia, podem ter benefícios bastante significativos que vão desde a redução de custos com as faturas de energia elétrica, até a resolução de problemas inerentes a distribuição de energia elétrica em áreas rurais mais remotas, que é um grande gargalo no setor de distribuição para as concessionárias de energia elétrica.

2.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Criado pela REN nº 482/2012 da ANEEL, o SCEE tornou-se fundamental no contexto da geração distribuída (GD) no Brasil. Segundo Sedghisigarch (2009), também chamado de medição líquida, esse sistema se baseia no modelo *net-metering*, que permite que consumidores produzam sua própria energia elétrica a partir de fontes não despacháveis, além de incentivar o uso de fontes renováveis como solar, eólica e biomassa,

No modelo de medição líquida, o consumidor produz sua própria energia e, com base nos créditos gerados por sua usina, recebe um desconto na fatura. Esses créditos são convertidos em um valor monetário pelo sistema tarifário e subtraídos do total da energia consumida, reduzindo assim o valor a ser pago. Vale destacar que o conceito e características do SCEE foram evoluindo bastante até chegar no que está definido hoje, através das REN ANEEL nº 482, 687, 786 e 1000, teve-se um progresso bastante notável na estruturação do setor. Todavia, atualmente através da LEI nº 14.300/2022, foram definidas as novas disposições para esse sistema.

Embora o processo tendo contado com a contribuição de diversos agentes do setor, houveram diversas discussões entre os mesmos, sendo a cobrança do fio b um alvo de conflitos entre os consumidores e as distribuidoras. As distribuidoras e permissionárias afirmam que, com as usinas junto a carga, as operações e manutenções na rede ocorrerão com cada vez mais frequência, o que requer custos para realização dos procedimentos, prejudicando principalmente os consumidores que não possuem usinas, já que o aumento das tarifas devido a manutenção na rede, por exemplo, impacta todos os consumidores de uma área de concessão.

Como resultado final, através da LEI nº 14.300, foram definidas as diretrizes para enquadramento das usinas geradoras de energia elétrica do SCEE.

2.3 Diretrizes para Enquadramento Regulatório da Usina em GD I

Segundo o artigo 26 da LEI nº 14.300/2022, as usinas que enquadrarem-se no primeiro caso, terão a sua compensação sendo realizada de forma integral, como nas regulamentações anteriores. Logo, os projetos enquadrados no também chamado “direito adquirido”, ficarão isentos do percentual que será cobrado em função do fio B, componente da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Com isso, para esses

casos, haverá isenção de todas as componentes tarifárias que são cobradas, sendo vigente até o dia 31 de dezembro de 2045.

De acordo com o Artigo 655-O da REN ANEEL nº 1000/2021, para que uma usina se enquadre na modalidade de Geração Distribuída (GD I), a energia elétrica ativa compensada deve vir de uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída que já esteja conectada ou cuja solicitação de orçamento de conexão tenha sido protocolada até 7 de janeiro de 2022. Além disso, a injeção de energia deve começar dentro dos seguintes prazos a partir da emissão do orçamento de conexão: 120 dias para microgeração distribuída de qualquer fonte, 12 meses para minigeração distribuída de fonte solar e 30 meses para minigeração distribuída de outras fontes.

Há ainda hipóteses de perda do enquadramento em GD I, que será efetivado, segundo o Artigo 655-O da REN nº1000/2021 da ANEEL, nos seguintes casos: encerramento contratual da unidade consumidora (UC), sendo ressalvado o caso de troca de titularidade; irregularidade na medição que foi atribuída ao consumidor; aumento da carga ou geração a revelia da distribuidora; não cumprimento do prazo de início de injeção; comprovação de comercialização de parecer de acesso. Logo, a usina pode perder o enquadramento na GD I e deve se ater as regras supracitadas para garantir que sua usina irá gerar créditos de energia que serão destinados a compensar de forma integral nas unidades consumidoras beneficiárias.

2.4 Diretrizes para Enquadramento Regulatório da Usina em GD II

Segundo o artigo 655-Q da REN nº 1000/2021 da ANEEL, as usinas que se enquadram como GD II, terão em sua compensação a cobrança do percentual gradativo que será realizado em função do fio B. Logo, não terão compensação total de todas as componentes da tarifa de energia, resultando em um valor maior a pagar na fatura de energia elétrica das unidades consumidoras beneficiárias que recebem os créditos de energia da devida usina.

Baseando-se ainda na REN nº 1000/2021 e no Artigo 26 da LEI nº14.300/2022, para as usinas se enquadrarem em GD II, elas podem ser de autoconsumo local ou remoto, até 500kW, empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, EMUC, usinas de fontes despacháveis ou geração compartilhada. A regra de transição da

cobrança do fio B ocorre da seguinte forma: para os projetos protocolados até o dia 07 de julho de 2023, haverá a cobrança iniciando com 15% do fio B em 2023 e aumentando gradativamente em 15% até o ano de 2030; para os projetos protocolados após o dia 07 de julho de 2023, a cobrança será da mesma forma, porém irá ser feito até 2028, sendo a fórmula definida de cobrança para os anos posteriores dos dois casos, definida conforme orientação da Aneel após a reunião do encontro de contas.

Com base no estudo estratégico realizado pela Grenner em 2024, na Figura 3, pode ser visto o impacto que o Fio B gera na tarifa base, que é sem impostos, de algumas distribuidoras do Brasil.

Figura 3– Peso do Fio B na tarifa de energia do grupo B convencional de algumas distribuidoras.



Fonte: Greener (2023).

Através da Figura 3, compreende-se que o impacto da cobrança sobre o Fio B torna-se mais leve em algumas distribuidoras quando comparados com outras. Na distribuidora Celesc, por exemplo, por tratar-se de 20,8% da tarifa de energia, a compensação será maior do que na distribuidora Coelba, onde o Fio B corresponde a 42%. Em Pernambuco, o Fio B corresponde a 30,28% da tarifa base total adotada pela distribuidora. Essas discrepâncias podem tornar projetos de usinas mais viáveis em alguns estados quando comparado a outros.

2.5 Diretrizes para Enquadramento Regulatório da Usina em GD III

O terceiro e último enquadramento, segundo a REN nº 1000 da ANEEL no seu Artigo 655-P, se trata das usinas enquadradas em GD III, que para serem classificadas dessa forma necessitam: não estar enquadradas em GD I; ter potência instalada de geração acima de 500 kW; não ser enquadrada como central geradora de fonte despachável; ser da modalidade de autoconsumo remoto ou geração compartilhada desde que um ou mais beneficiários tenham 25% ou mais na participação dos créditos excedentes.

Caso a usina se enquadre em GD III, segundo a LEI nº 14.300/2022 em seu inciso 1, no montante em reais em função da geração dos créditos de energia, não será compensado: 100% da TUSD fio B; 40% da TUSD fio A; 100% dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). Vale lembrar que para as usinas que tiveram seu orçamento de conexão protocolados até 07 de julho de 2023, essa regra está sendo aplicada para as usinas até o dia 31 de dezembro de 2030, onde nesse período, será decidido através do encontro de contas as novas formas de faturamento. As usinas que possuírem seu orçamento de conexão protocolados após o dia 07 de julho de 2023, ficarão submetidas nessa regra até 31 de dezembro de 2028.

Mesmo não sendo abordada no devido trabalho, percebe-se que as usinas enquadradas em GD III sofrem um grande impacto financeiro negativo, uma vez que não compensam integralmente ou em partes as componentes da tarifa de energia que representam um bom percentual da tarifa total.

2.6 Modalidades de Compensação

O conceito e aplicação das modalidades de compensação, surgiu desde a REN nº 482/2012 da ANEEL, em que foi possível o consumidor ter, através da geração de energia elétrica por uma fonte própria, o abatimento do valor em reais resultante da energia consumida na sua fatura de energia elétrica. Atualmente, com todas as quatro modalidades em uso, segundo a base de dados da ANEEL (2024), temos os seguintes dados quantitativos das UCs com geração distribuída por modalidade de compensação, ilustrados na Tabela 1.

Tabela 1 – UCs com geração distribuída por modalidade no Brasil.

Modalidade	Quantidade de GDs	Quantidade de UCs que recebem créditos	Potência instalada (kW)
Autoconsumo Local	2.343.017	2.343.017	23.743.323,68
Autoconsumo Remoto	491.888	1.368.669	7.031.315,55
Múltiplas UC	361	10.381	13.159,21
Geração Compartilhada	11.150	364.107	1.203.782,72

Fonte: Aneel (2024).

Percebe-se, através de análise da Tabela 1, que ainda há predominância em todos os aspectos da modalidade autoconsumo local. Ainda segundo a mesma base de dados, das mais de 2,8 milhões de unidades consumidoras com GD, tem-se quase 80% pertencentes a classe residencial, pouco mais de 10% a classe comercial, 8,66% a classe rural e o restante as classes de iluminação pública, industrial, poder público e serviço público. Com isso, vale destacar a influência que os consumidores residenciais tem no setor da geração distribuída, que desde o início das operações até os dias atuais, são a classe que mais faz uso desse sistema.

2.6.1 Autoconsumo Local

Também chamada de “geração junto a carga”, a modalidade de autoconsumo local foi a primeira a ser utilizada no processo de compensação de energia elétrica. Incluída desde a REN n°482 da ANEEL, em 2012, a presente modalidade de compensação teve seu conceito e diretrizes bem atualizadas ao longo dos últimos anos. Atualmente, segundo a LEI n° 14.300/2022 em seu artigo 1°, trata-se de uma forma de microgeração ou minigeração distribuída que está conectada diretamente à carga. Nessa modalidade, o excedente de energia elétrica produzido pela unidade

consumidora de um consumidor-gerador, seja uma pessoa física ou jurídica, é utilizado para compensação ou é convertido em crédito para a própria unidade consumidora.

2.6.2 Autoconsumo Remoto

O autoconsumo remoto foi uma das três modalidades de GD que surgiram com a REN nº687 da ANEEL, em 2015. O conceito mais recente da mesma, definido também pela Lei nº 14.300/2022 em seu artigo 1º, afirma que se trata da modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica ou física, onde temos uma com microgeração ou minigeração distribuída que atende a ambas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora, injetando créditos de energia para abatimento do montante em reais em virtude do consumo nas faturas de energia elétrica em UCs que não estão no mesmo local da geração.

Essa modalidade trouxe um grande benefício para o SCEE, uma vez que até então, apenas era possível realizar a compensação na fatura de energia elétrica da distribuidora, para UCs com a geração no mesmo local do consumo. Com isso, tornou-se possível a implementação de projetos de usinas ainda mais úteis para atender mais unidades consumidoras de um mesmo titular, gerando mais empregos, possibilitando o crescimento na quantidade de usinas protocoladas e lucratividade para os consumidores de todas as classes existentes.

2.6.3 Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC)

Segundo a LEI 14.300/2022, esta modalidade se trata do conjunto de unidades consumidoras situadas em uma única propriedade física, onde as instalações que atendem as áreas comuns a todos os condôminos, por meio das quais a microgeração ou minigeração distribuída é conectada, formam uma unidade consumidora separada. Essas unidades utilizam a energia elétrica de maneira independente, sendo a compensação sob a responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento.

Segundo Santos (2019), toda energia injetada na rede poderá ser aproveitada como créditos de energia para os condôminos com a proporção definida à distribuidora, não sendo obrigatório a participação de todos s condôminos. Com isso,

esta modalidade que surgiu com a REN nº 687/2015 da ANEEL, possibilitou o compartilhamento de créditos de energia gerados através das usinas e que são distribuídos para as UCs de cada condômino.

2.6.4 Geração Compartilhada

Por fim, temos a geração compartilhada, que segundo a LEI 14.300/2022, trata-se da modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, podendo ser pessoas físicas ou jurídicas, que tenham unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, sendo atendidas por uma única distribuidora. O compartilhamento de créditos de energia pode ser realizado por meio de consórcios, cooperativas, condomínios civis voluntários ou edifícios, ou qualquer outra forma de associação civil criada para esse propósito.

Esta modalidade, que surgiu com a REN nº 687/2015 da ANEEL e foi atualizada pela lei mencionada, trouxe maior flexibilidade quando comparado a modalidade apresentada anteriormente. Isso porque possibilita que UCs em diferentes localidades de uma mesma área de concessão, usufruam dos créditos de energia gerados por uma usina de microgeração ou minigeração distribuída, diminuindo a burocracia existente e possibilitando a adesão de mais consumidores neste modelo.

2.6.4.1 Consórcio

Definido através da REN nº687 da ANEEL, o consórcio da geração compartilhada está disposto também na Lei nº6.404/76 em seus artigos 278 e 279, é composto pela reunião de, no mínimo, duas ou mais pessoas jurídicas. O intuito desta integração, é a de compartilharem benefícios e recursos entre si, neste caso, injeção de créditos de energia por parte das usinas da consorciada líder, que também realiza a administração do processo, para com os consorciados.

Para os consumidores entrarem no consórcio, o ingresso se dá através de um termo de adesão e de uma procuração. O termo de adesão, consiste no documento em que o consorciado irá registrar as suas características e perfil de consumidor da determinada UC, bem como seus interesses no consórcio e definição de como funcionará a injeção dos créditos de energia. A procuração, por sua vez, outorga a consorciada líder os direitos de representar o consorciado em todas as partes das

operações tanto de créditos de energia, quanto de tratativas com a distribuidora de energia, por exemplo.

2.6.4.2 Cooperativa

Também definido pela REN nº687 da ANEEL, a cooperativa da geração compartilhada está disposta na LEI nº5.764/71 e na LEI nº 10.406/02 em seus artigos 1.093 a 1.096, é composta pela reunião de, no mínimo, 20 pessoas físicas, mas também podendo conter pessoas jurídicas, ambas com interesse na produção de energia elétrica e no compartilhamento dos créditos de energia gerados. Na cooperativa são obrigatórios, a nível de administração, a diretoria e o conselho fiscal, esses órgãos servem para gestão dos cooperados, bem como das operações da cooperativa de forma geral.

Para ingressar na cooperativa, o consumidor deve realizar o registro da ficha de matrícula, que é um documento no qual serão descritas as características, intenções e definição das cotas a receber dos créditos gerados da usina a ser compartilhada. Para ambos os casos supracitados, o interesse é o mesmo, compartilhar a energia gerada de forma consensual, conforme foi definida entre os participantes do grupo.

2.6.4.3 Associação

A associação foi integrada na geração compartilhada com a vinda da LEI nº14.300/2022, seu intuito é de simplificar e desburocratizar o processo de reunião de consumidores independentemente da natureza da sua pessoa, pois mesmo sendo uma boa alternativa, tanto a cooperativa quanto o consórcio, possuem exigências que devem ser seguidas para ingresso de novos membros. Segundo a LEI nº10.406/02, a associação pode ser composta de pessoas físicas ou jurídicas, tendo dois ou mais integrantes.

Para sua administração, é necessária a definição de uma diretoria, que irá realizar o processo de gerenciamento das operações realizadas. Para ingresso na associação, o consumidor deve registrar via termo de adesão as suas características e dados da determinada UC, bem como seus interesses em se associar a estrutura.

2.6.4.4 Condomínio Civil Voluntário e Edifício

Também incluídos pela LEI 14.300/2022 como uma modalidade dentro da geração compartilhada, o condomínio edilício e civil voluntário, são compostos de pessoas físicas ou jurídicas, sendo constituídos de, no mínimo dois condôminos. Sua administração é realizada através de um síndico ou de um condômino eleito para realização da gestão das operações. Como essa modalidade está ligada a unidades consumidoras que pertencem há uma mesma área, o ingresso e saída dos consumidores está ligado a entrada ou saída do condomínio a qual pertencem.

Vale destacar que, a modalidade de compensação que se assemelha ao EMUC, que tem por premissa a implementação da usina de geração solar fotovoltaica em área comum fisicamente vizinha ou na área do condomínio. Todavia, através do condomínio civil voluntário e edilício, tem-se a possibilidade dos condôminos realizarem a locação de uma usina de um terceiro, sem a necessidade de constituir a usina no próprio local, possibilitando uma maior flexibilidade em os condôminos compartilharem os créditos de forma clara e definida entre si.

2.7 Tarifação de Energia Elétrica

Atualmente, segundo a ANEEL (2024), a eletricidade é fundamental para praticamente todas as atividades da humanidade. Para a utilização desse recurso, é fundamental a implementação de tarifas que remunerem de maneira justa o serviço de energia elétrica. Essas tarifas devem assegurar a manutenção de uma infraestrutura capaz de garantir a qualidade do serviço, além de incentivar a eficiência energética. Segundo BORN e BITU (1993), a metodologia de cálculo de uma tarifa deve sempre buscar os princípios de eficiência, equidade, justiça, equilíbrio financeiro, simplicidade e estabilidade, sinalizando aos consumidores a direção do mínimo custo e promovendo o uso racional da energia elétrica.

2.7.1 Modalidades Tarifárias

Segundo a ANEEL (2022), as modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa. São definidas de acordo com o grupo tarifário que o consumidor pertence, segundo as opções de contratação definidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

Para unidades consumidoras do grupo A, tem-se duas modalidades, são elas: horária azul, que segundo a ANEEL (2022), as tarifas são diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), sendo disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A; e horária verde, que segundo a ANEEL (2022), tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência, sendo disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

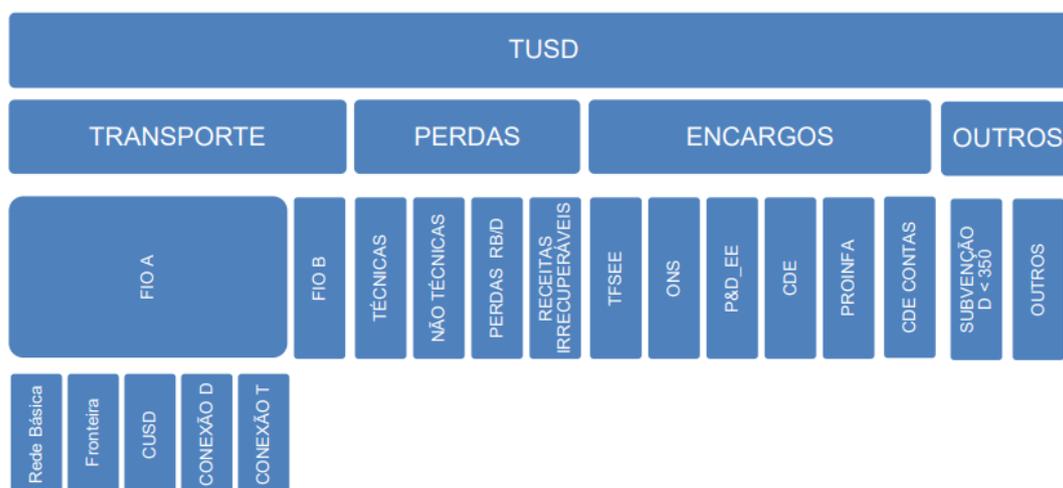
Em relação ao grupo B, também se tem duas modalidades: Convencional monômnia, que se trata de uma única tarifa independente do horário do dia; e horária branca, que diz respeito a uma tarifa diferenciada do consumo de energia elétrica que é cobrada com base no horário do dia (postos tarifários).

2.7.2 Composição Tarifária

No que versa aos componentes que integram as tarifas de energia elétrica, sabe-se que todos foram idealizados para representar uma parcela de todas as operações, comercializações e investimentos realizados no processo desde a geração, até a transmissão e distribuição o da energia elétrica. Somado a esses parâmetros, são incluídos os encargos setoriais e os impostos presentes que são definidos a nível nacional e estadual do Brasil. Na Figura 4, pode-se observar através de uma ilustração contida no submódulo 7.1 dos procedimentos de regulação tarifária – PRORET, da ANEEL, de forma mais simplificada as componentes que integram a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

Assim como na TUSD, há também uma série de fatores que são levados em consideração na estruturação da tarifa de energia elétrica (TE). Na Figura 5, pode-se observar através de uma ilustração também contida no submódulo 7.1 dos procedimentos de regulação tarifária – PRORET, da ANEEL, de forma mais simplificada as componentes que integram a tarifa de energia (TE).

Figura 4 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.



Fonte: Aneel (2022)

Figura 5 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.

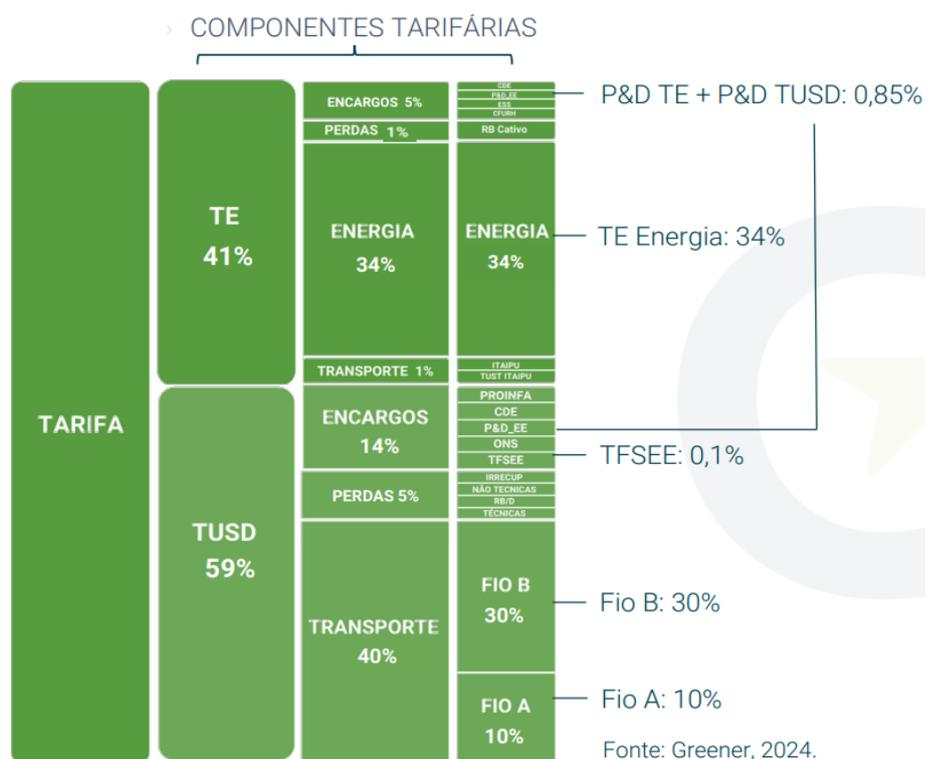


Fonte: Aneel (2022)

Logo, entende-se que o processo para estruturação das tarifas mencionadas não é simples, uma vez que passa por todo o processo de gerenciamento de energia englobando todas as etapas que são fundamentais para definição de cada bloco que compõem as tarifas. Para compreender a representatividade da TUSD e TE no valor

da tarifa de energia total de 58 distribuidoras abordadas pelo estudo realizado pela Greener em 2024, referente ao ano de 2023, a Figura 6 aborda o que cada componente apresentada representa como um todo.

Figura 6 – Participação dos componentes na tarifa de energia.



Fonte: Greener (2024).

Com isso, vale destacar o impacto que o percentual gradativo do Fio B trará ao longo dos próximos anos, uma vez que, segundo o estudo, representa mais da metade do valor da TUSD e 30% do valor de toda a tarifa base de energia. Logo, é de extrema importância a realização da viabilidade financeira utilizando os valores condizentes com o cenário em que a GD está submetida, contribuindo com um resultado mais próximo do valor que realmente será verificado ao longo dos anos.

2.8 Parâmetros Financeiros

Tendo concluído o levantamento dos dados para cada caso a ser analisado, a realização da projeção de receitas e custos para cada consumidor é fundamental, já corrobora com a realização da análise de viabilidade por modalidade de

compensação, que é o objetivo principal que norteia o desenvolvimento do trabalho. Com isso, serão utilizados alguns indicadores financeiros que individualmente podem não definir a viabilidade do investimento, porém quando analisados em conjunto, contribuem para tomada de decisão final a ser seguida.

2.8.1 ROI – Retorno sobre o Investimento

Como já mencionado, o ROI é o retorno sobre o investimento realizado, que será calculado de maneira anual no universo de 25 anos. Para realização do seu cálculo, será utilizada a equação 1:

$$ROI = \left(\frac{R-IN}{IN} \right) \times 100 \quad (1)$$

Em que:

R são as receitas estimadas em função da compensação, em R\$;

IN é o valor do investimento inicial, em R\$.

2.8.2 VPL – Valor Presente Líquido

O VPL irá detalhar o valor presente de uma série de fluxos de caixas futuros dos consumidores, que terão uma taxa de desconto baseada na taxa selic de 2023. Sendo calculado o valor presente anual, o somatório desses parâmetros ao longo dos anos, resulta no VPL. Logo, a expressão utilizada para cálculo do VPL, é:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \left(\frac{Fc}{(1+i)^t} \right) - IN \quad (2)$$

Em que:

Fc é o fluxo de caixa no período analisado, em R\$;

IN é o valor do investimento inicial, em R\$;

i é a taxa de desconto, em percentual;

t é o intervalo de anos que será analisado o VPL.

2.8.3 TIR – Taxa Interna de Retorno

Segundo Gitman (2002), trata-se de uma taxa de retorno calculada com base na projeção do fluxo de caixa quando consideramos o seu valor presente líquido igual a zero, ou seja, o valor presente líquido das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial realizado. Com isso, a partir da Equação 3 obtemos a TIR, apresentada na Equação 3.

$$0 = VPL = \sum_{t=1}^n \left(\frac{Fc}{(1+TIR)^t} \right) \times IN \quad (3)$$

Em que:

Fc é o fluxo de caixa no período analisado, em R\$;

IN é o valor do investimento inicial, em R\$;

TIR é a taxa interna de retorno, em percentual;

t é o intervalo de anos que será analisado o VPL.

2.8.4 Payback

“O método do *payback* representa o período de recuperação do investimento inicial, que pode ser obtido calculando-se o número de anos que será necessário para que os fluxos de caixa futuros acumulados igualem o montante do investimento inicial” (FONSCECA, 2003).

2.8.5 Breakeven Point

Com o levantamento dos gráficos que comparam os valores economizados anualmente dos consumidores enquadrados nas modalidades de autoconsumo e geração compartilhada, será possível definir o *break even point*, que se trata do ponto onde uma modalidade de compensação é mais lucrativa que a outra. Tendo definido os valores, será possível constatar em função dos anos a melhor modalidade por faixa de consumo do consumidor.

3. MATERIAL E METODOLOGIA

A metodologia utilizada para realização do estudo de viabilidade financeira, se fundamentou em etapas que serão descritas a seguir.

3.1 Definição das Unidades Consumidoras

Para realização do estudo, através de uma análise do perfil dos estabelecimentos brasileiros, foram definidas cinco unidades consumidoras do Grupo B com características mais presentes nacionalmente. Segundo ilustra a Figura A, o anuário estatístico de energia elétrica elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), constatou que em 2020, 86,3% das unidades consumidoras pertencem a classe residencial, e 6,8% são da classe comercial. Haja vista que as classes representam juntas um total de 93,1%, a necessidade de se utilizar na análise os consumidores dos subgrupos B1 e B3, que são os mais presentes no sistema elétrico, é importante para trazer impacto nesses consumidores.

As unidades consumidoras escolhidas, estão na área de concessão da Neoenergia Pernambuco, onde as tensões de fornecimento permitem um limite máximo da diferença entre a energia consumida e compensada/injetada. Para os consumidores monofásicos (220V) esta diferença é de 30kWh, todavia, para os consumidores que são alimentados com tensão trifásica (380V), a diferença é de 100kWh. Como não se tem o uso da tensão de alimentação bifásica, não foram tratados casos com essa classificação. Para a análise dos casos, os cálculos foram feitos considerando a quantidade máxima de compensação possível e permitida.

Logo, foram adotadas unidades consumidoras das classes citadas, contendo diferentes tensões de fornecimento, média de energia consumida (kWh) e perfis de consumo. Vale destacar, que o estudo utilizou dois cenários para verificação: GDI, popularmente chamado de direito adquirido; e GD II. O estudo não utilizou o cenário em GD III, pois a mesma trata-se de usinas com potência maior que 500kW, como as análises englobam até 150 kW, foi levado em consideração apenas casos que estão enquadrados na mesma.

3.2 Levantamento de Dados

Para o desenvolvimento do estudo de caso, o trabalho contou com os dados técnicos dos consumidores através do software da “Lumi – Software de gestão de créditos de energia”, que é uma empresa que tem como área de atuação a gestão de energia de empresas no segmento da geração compartilhada e do autoconsumo local e remoto, mais precisamente nas operações com os créditos de energia que são compartilhados com as unidades consumidoras. Com isso, foi possível analisar diversas unidades consumidoras na área de concessão do estado de Pernambuco, escolhendo, de forma amostral, cinco com características distintas, mas que tornam possível a realização do estudo. As unidades consumidoras escolhidas possuem as seguintes especificações descritas na tabela 2.

Tabela 2 - Especificação das unidades consumidoras analisadas.

	UC 1	UC 2	UC 3	UC 4	UC 5
Subgrupo	B1	B3	B3	B3	B3
Classe	Residencial	Residencial	Comercial	Comercial	Comercial
Média de consumo mensal (kWh)	216,16	998,08	3800,66	6304,75	8993,91
Potência Elétrica de Pico (kWp)	2	8	30	50	70
Tipo de tensão de fornecimento	Monofásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico
Modalidade	Convencional	Convencional	Convencional	Convencional	Convencional

Fonte: Autoria própria.

Os dados descritos, foram obtidos a partir das faturas de energia da distribuidora, que possibilitaram verificar todas as características técnicas de cada UC. Para definição da média de consumo mensal, foi analisado o histórico de consumo de 12 meses, através das faturas de abril de 2023 à março de 2024, que foram os mais recentes disponíveis. Para definição dos valores em faixas de potência de kWp, foram utilizados os valores presentes nas premissas definidas ao final deste capítulo.

3.3 Cenários Analisados

Tendo posse dos dados técnicos das unidades consumidoras, tornou-se possível realizar os cálculos pertinentes as projeções de economia das unidades consumidoras para as modalidades de geração compartilhada e autoconsumo local. Como as análises foram realizadas para o cenário de GD I e GD II, devido a progressão do tributo no Fio B da TUSD ao longo dos próximos anos, os cálculos foram desenvolvidos de maneiras distintas.

Vale destacar que os cálculos realizados levaram em consideração os itens fundamentais das faturas de energia: consumo, compensação, impostos e contribuição de serviço de iluminação pública. Não foram levados em consideração valores de devolução, acréscimos devido a bandeira ou outros nesta natureza, que podem estar presentes na fatura, com base no anexo XI da RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 956, da ANEEL, que trata dos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST), em seu módulo 11.

3.3.1 Cenário de GD I

Para o cenário das unidades consumidoras que gozam do também chamado “direito adquirido”, para tornar o estudo mais atualizado, foi utilizada a atual tarifa de energia elétrica da Neoenergia PE, que foi atualizada pela ANEEL através da resolução homologatória Nº 3.325 em 23 de abril do presente ano. Com esta resolução, com base no reajuste tarifário anual de 2024, foi definido o valor de 410,5 R\$/MWh para a TUSD e 333,82 R\$/MWh para a TE, ambas sem impostos, sendo esses valores aplicados aos consumidores da classe residencial e comercial.

3.3.1.1 Autoconsumo Local

Inicialmente, com base no histórico dos consumidores, foram levantados os valores economizados mensalmente com esta modalidade. Para esse cálculo, o valor a pagar na fatura de energia da distribuidora, foi definido com base na seguinte equação:

$$VP = VC - VI + COSIP \quad (4)$$

Em que:

VP é o valor total a pagar na fatura de energia elétrica, em R\$;

VC é o valor faturado pelo consumo de energia elétrica, em R\$;

VI é o valor faturado pela injeção de energia elétrica, em R\$;

COSIP é o valor pago devido ao serviço de iluminação pública, em R\$.

Através da equação 4, os valores foram levantados para todos os meses, resultando na economia anual com o autoconsumo local que foi calculada também em um cenário de 25 anos. Como o reajuste tarifário anual leva em consideração os custos de geração, transmissão e distribuição, bem como os encargos setoriais e impostos, a definição do seu valor para os próximos anos é incerta. Com isso, foi utilizada a tarifa que está em uso no momento de desenvolvimento do presente trabalho, sendo atualizada conforme o histórico de atualizações tarifárias dos últimos 5 anos.

Para esses casos enquadrados em GD I, vale lembrar que, devido ao Convênio 16/15, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) autorizou a isenção do ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a REN nº 482, da ANEEL. Ainda, segundo a Lei 13.169/15, o PIS/COFINS tem suas alíquotas reduzidas a zero para unidades consumidoras enquadradas no autoconsumo local ou remoto. Logo, o valor da tarifa de compensação é o mesmo da tarifa de consumo com impostos. Isso significa que a distribuidora considera inclusive os impostos na devolução ou abatimento do consumo na tarifa, cobrando apenas o custo de disponibilidade a depender da tensão de fornecimento, que também foi considerada nos cálculos.

3.3.1.2 Geração Compartilhada

Para realizar as análises na geração compartilhada, o levantamento dos cálculos é feito de maneira semelhante ao caso de autoconsumo local. Todavia, tem-se uma diferença no ponto de vista de tributação, uma vez que a LEI 13.169/15 e o CONVÊNIO 16/15 abordam apenas os casos de autoconsumo. Logo, a tarifa de compensação não irá levar em consideração no seu montante os impostos de ICMS e PIS/COFINS, fazendo com que a tarifa seja apenas a base, sem impostos.

Essa diferença no tributo, faz com que o valor a se abater na fatura de energia elétrica das unidades consumidoras que são da geração compartilhada seja menor. Com isso, levando em consideração as particularidades mencionadas, as UCs foram analisadas no contexto da geração compartilhada visando comparar as modalidades no cenário de GD I.

Além disso, os membros da geração compartilhada devem arcar com custos refletidos na performance das usinas de geração fotovoltaicas, custos esses que existem em função da locação da usina para injeção de energia entre os membros. Existem diversas formas em que esses valores são definidos para os membros, todavia, o mais comum é o percentual sobre o compensado na fatura da distribuidora, que leva em consideração o que foi compensado na fatura da UC e define um percentual a ser pago pelo consumidor em função dessa energia injetada.

3.3.2 Cenário de GD II

Para as usinas de energia elétrica com potência instalada de até 500 kW que se enquadram como autoconsumo, seja local ou remoto, EMUC, fontes despacháveis ou geração compartilhada que foram protocoladas a partir de 08 de janeiro de 2023, devido a regra de transição na tributação do Fio B, os valores das tarifas de compensação terão um aumento anual de 15%, iniciando em 2023, e indo até o final de 2028, onde atingirão 90% deste componente, que é o teto da cobrança.

Levando em consideração o presente ano, por exemplo, segundo a REH 3.325 da ANEEL, que homologou o reajuste anual tarifário de 2024 para a Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco, os percentuais de desconto

na TUSD da tarifa de compensação das usinas enquadradas como GD II para os consumidores do subgrupo B3 e B1 será de 83,53% em 2024 e 75,29% em 2025, conforme mostra a Tabela 2, que está presente na REH supracitada e que instrui os consumidores acerca do valor das tarifas nos anos de vigência. Tais atualizações sempre serão ponderadas e definidas pelas resoluções homologatórias da Aneel nos próximos anos, elas definem não somente a tarifa de aplicação de energia elétrica na área de concessão para a devida distribuidora, mas também expõe os percentuais a serem descontados na tarifa de compensação por tipo de consumidor. Esses valores foram utilizados para realizar a progressão dos valores até 2028.

Tabela 2 – Percentuais de desconto aplicados na TUSD e TE da tarifa de compensação no presente ano.

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	Unid.	GDI ⁽¹⁾	GD II ⁽¹⁾				GD III ⁽¹⁾			
							2024		2025		% TUSD	% TE	% TUSD	% TE
							De 29/04/2024 a 31/12/2024	% TUSD	% TE	De 01/01/2025 a 28/04/2025				
A2	AZUL	NA	NA	P	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	
A3	AZUL	NA	NA	P	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,38%	92,74%		
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,38%	92,74%		
A3a e A4	AZUL	NA	NA	P	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,76%	92,92%		
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,76%	92,92%		
	VERDE	NA	NA	P	MWh	100,00%	77,99%	100,00%	66,99%	100,00%	16,46%	92,92%		
				FP	MWh	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,76%	92,92%		
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	MWh	100,00%	78,47%	100,00%	67,70%	100,00%	20,41%	93,04%		
				INT	MWh	100,00%	80,26%	100,00%	70,40%	100,00%	26,93%	93,04%		
	CONVENCIONAL/PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	MWh	100,00%	86,08%	100,00%	79,11%	100,00%	48,00%	93,04%		
				NA	MWh	100,00%	83,53%	100,00%	75,29%	100,00%	38,77%	93,04%		
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	MWh	100,00%	80,62%	100,00%	70,93%	100,00%	27,95%	92,36%		
				INT	MWh	100,00%	80,62%	100,00%	70,93%	100,00%	27,95%	92,36%		
	CONVENCIONAL/PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	RURAL	NA	MWh	100,00%	78,61%	100,00%	67,91%	100,00%	20,92%	93,04%		
				NA	MWh	100,00%	80,46%	100,00%	70,69%	100,00%	27,64%	93,04%		
B3	BRANCA	NA	NA	FP	MWh	100,00%	86,37%	100,00%	79,55%	100,00%	49,06%	93,04%		
				NA	MWh	100,00%	83,53%	100,00%	75,29%	100,00%	38,77%	93,04%		
	CONVENCIONAL/PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	P	MWh	100,00%	78,66%	100,00%	67,99%	100,00%	21,10%	93,04%		
				INT	MWh	100,00%	80,53%	100,00%	70,80%	100,00%	27,89%	93,04%		
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	MWh	100,00%	86,47%	100,00%	79,70%	100,00%	49,42%	93,04%		
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	MWh	100,00%	83,53%	100,00%	75,29%	100,00%	38,77%	93,04%		

(1) Definido conforme Resolução Normativa nº 1.000/2021, "Seção IV - Do faturamento no período de transição instituído pela Lei nº 14.300/2022".

Fonte: ANEEL (2024).

Com base nos cálculos levantados e realizando a progressão para os anos subsequentes, foi possível levantar os gráficos e relatórios de economia de cada consumidor analisado, sendo possível definir os casos em que se teve mais benefício da geração compartilhada ou do autoconsumo local.

3.4 Premissas Utilizadas na Análise

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram adotadas algumas premissas para que o estudo consiga chegar próximo da realidade encontrada tanto para o

cenário da geração compartilhada, quanto para o autoconsumo local. Vale destacar que os itens utilizados para implementação da usina solar fotovoltaica utilizada na simulação dos valores em autoconsumo local, encontram-se na seção de Anexo deste trabalho. A seguir, é possível compreender as premissas utilizadas na análise:

3.4.1 Premissas Areladas a implementação da Usina Solar Fotovoltaica

- a) Estrutura de usina solar fotovoltaica tipo fixa em solo;
- b) Perdas de eficiência da injeção de 0,5% ao ano (JORDAN e KURTZ);
- c) Custos de Operação e Manutenção (O&M) estimados em 1% do investimento inicial (NAKABAYASHI, 2014);
- d) Simultaneidade adotada para classe residencial (B1) de 30% (GREENER, 2024);
- e) Simultaneidade adotada para classe comercial (B3) de 70% (GREENER, 2024);
- f) O&M com valores ajustados anualmente conforme inflação de 4,62%;
- g) A cada 10 anos, devido a vida útil dos inversores de frequência utilizados, terá um custo de 15% do CAPEX para realização da troca dos mesmos;
- h) Inclinação dos módulos em 10°;
- i) Irradiância média de Garanhuns-PE, 5.25 kWh/m².dia;
- j) Fator de rendimento de 0,81.

3.4.2 Premissas Gerais

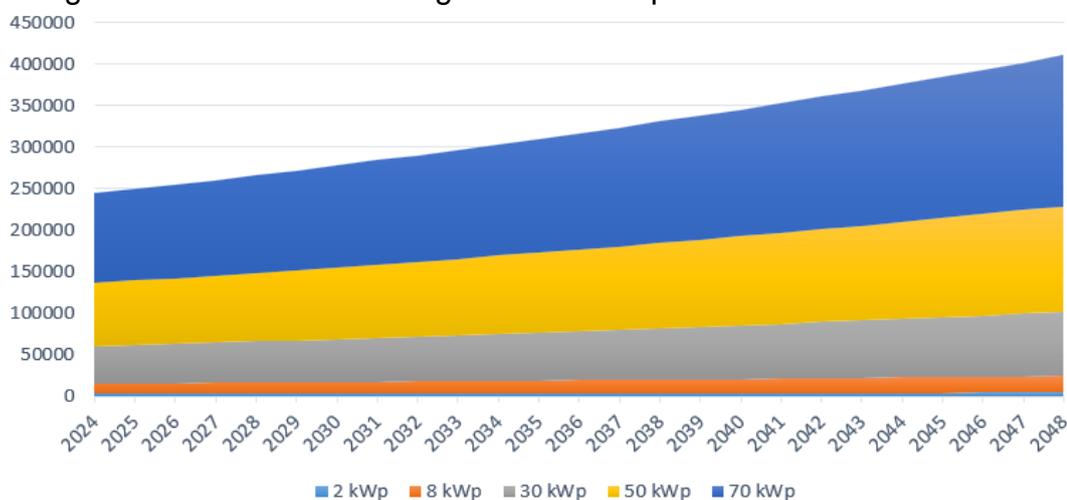
- a) Percentual de aumento de consumo da classe Residencial de 1,5% ao ano;
- b) Percentual de aumento de consumo da classe Comercial de 2,2% ao ano;
- c) Bandeiras tarifárias não foram utilizadas;
- d) Reajuste tarifário conforme histórico dos 5 anos anteriores;
- e) Início das análises em janeiro de 2024;
- f) Incidência de alíquota de PIS+COFINS 4,803% e ICMS de 20,5%, obtidos pela média das faturas analisadas dos clientes em 2024.

- g) Geração compartilhada no modelo de energia por assinatura, onde o consumidor possui 25% de desconto na sua fatura de energia, pelo aluguel da usina.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

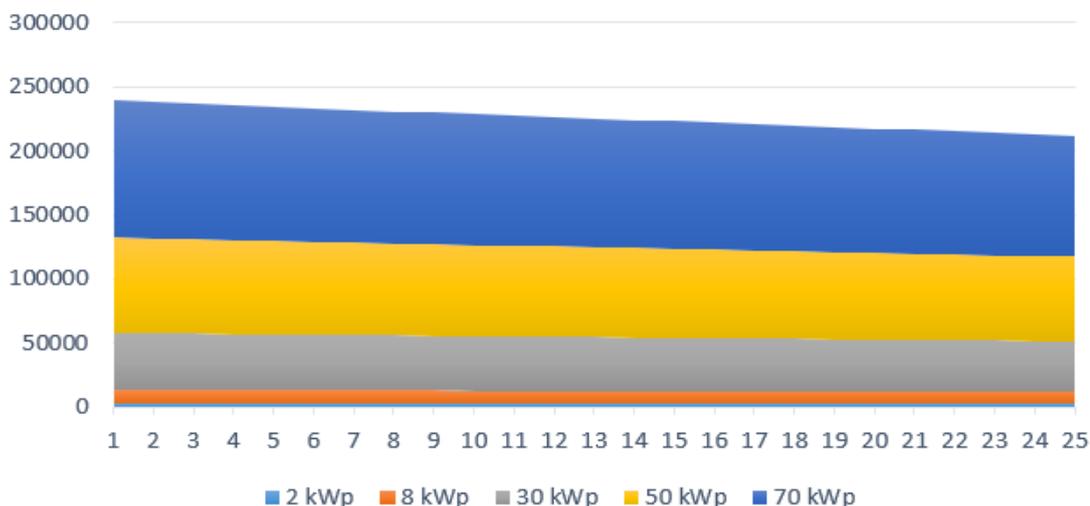
Com base nos cálculos realizados para cada cenário exposto na seção anterior, o presente capítulo tem por objetivo apresentar os resultados e análises pertinentes a viabilidade financeira dos casos tanto nas modalidades de compensação definidas, quanto no contexto da GD I e GD II. Inicialmente, vale destacar que, baseado nas premissas escolhidas, pode-se observar nas Figura 7 e 8 a previsão de energia consumida e da energia injetada nos próximos 25 anos, respectivamente.

Figura 7 – Previsão de energia consumida por consumidor analisado.



Fonte: Autoria própria.

Figura 8 – Previsão de energia injetada por consumidor analisado.

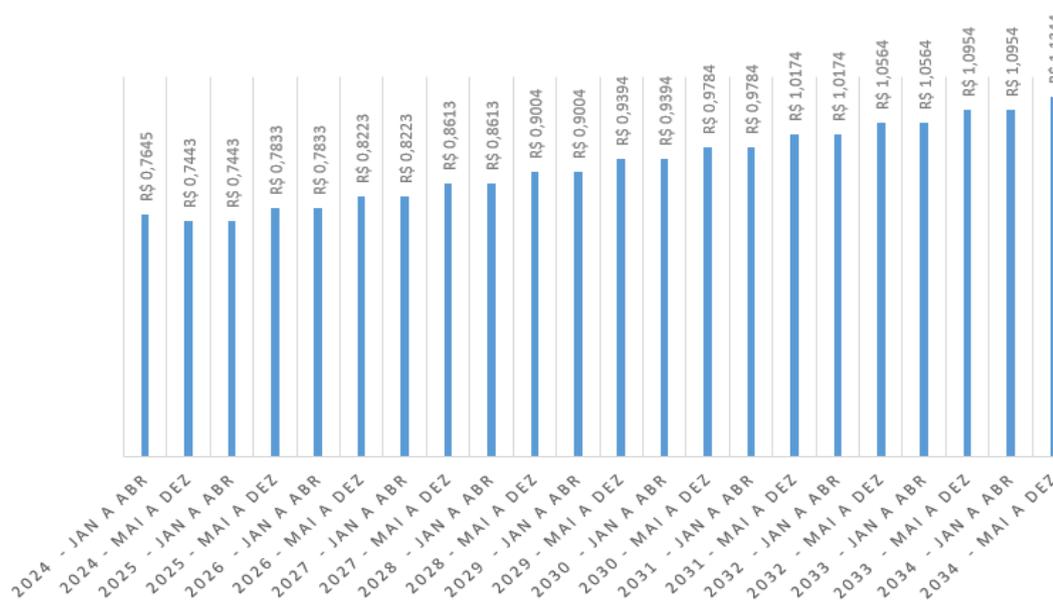


Fonte: Autoria própria.

Através dos dados expostos, percebe-se que a inclusão da perspectiva de crescimento do consumo de energia das classes estudadas é de fundamental importância no estudo de viabilidade. Percebe-se com os gráficos o impacto que é maior conforme aumenta a faixa de potência. Somado ao percentual de perda anual de eficiência da injeção, ilustrado no gráfico da Figura 8, temos que os valores impactam consideravelmente no fluxo de caixa que será apresentado para cada caso.

Além das perspectivas analisadas no contexto de energia consumida e injetada, vale destacar que a estimativa de tarifa base no estado de Pernambuco para o espaço dos 25 anos que o estudo considerou, foi levantado conforme os ajustes que ocorreram de 2019 a 2024. Na Figura 9, tem-se a ilustração dos valores estimados das tarifas dos primeiros 10 anos de vigência.

Figura 9 – Previsão das tarifas base em PE utilizadas no trabalho.



Fonte: Autoria própria.

O gráfico mostra os valores das tarifas conforme os meses dos próximos anos, como as resoluções homologatórias da ANEEL que informam sobre os reajustes tarifários anuais para a Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco – costumam ser definidas historicamente a partir do final do mês de abril, o estudo levou em consideração a transição das tarifas, onde sempre se tem o mesmo valor nos quatro primeiros meses e, conforme as REHs, uma outra tarifa base nos oito meses restantes do ano. O aumento médio observado nas tarifas base, já somando TE e TUSD, foi de R\$ 0,039008 ao ano, valor esse que foi obtido com base no histórico

médio de ajustes tarifários dos últimos 5 anos. Mesmo ilustrando apenas os primeiros dez anos, essa análise foi realizada no espaço dos vinte e cinco anos em que se fez o estudo de viabilidade.

4.1 Resultados no cenário de GD I

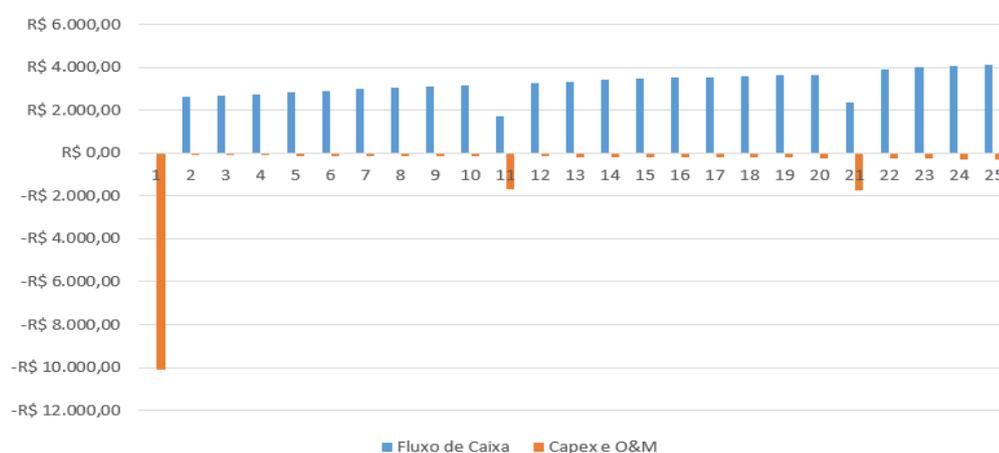
Mesmo tendo finalizado o prazo para que novos integrantes do MMGD se enquadrem em GD I, vale destacar que as usinas de geração de energia elétrica que são da modalidade de autoconsumo local ou remoto ainda em GD I, podem ser alugadas por consumidores e ocorrer nesse processo a geração compartilhada entre os mesmos. Tendo em vista este fato, foram realizados os cálculos de viabilidade para este cenário para cada consumidor.

Diferentemente da apresentação dos dados em GD II, os mesmos serão descritos de forma resumida, para que seja possível identificar os valores totais ao longo dos 25 anos, bem como analisados os indicadores financeiros para definir a viabilidade dos casos.

4.1.1 Resultados para o Consumidor de 2 kWp

Inicialmente, para o consumidor de 2kWp que tem uma usina de geração junto a carga, também chamado de autoconsumo local, a Figura 10 informa o fluxo de caixa e alguns outros parâmetros estimados durante o período de 25 anos.

Figura 10 - Fluxo de caixa total do consumidor de 2 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.

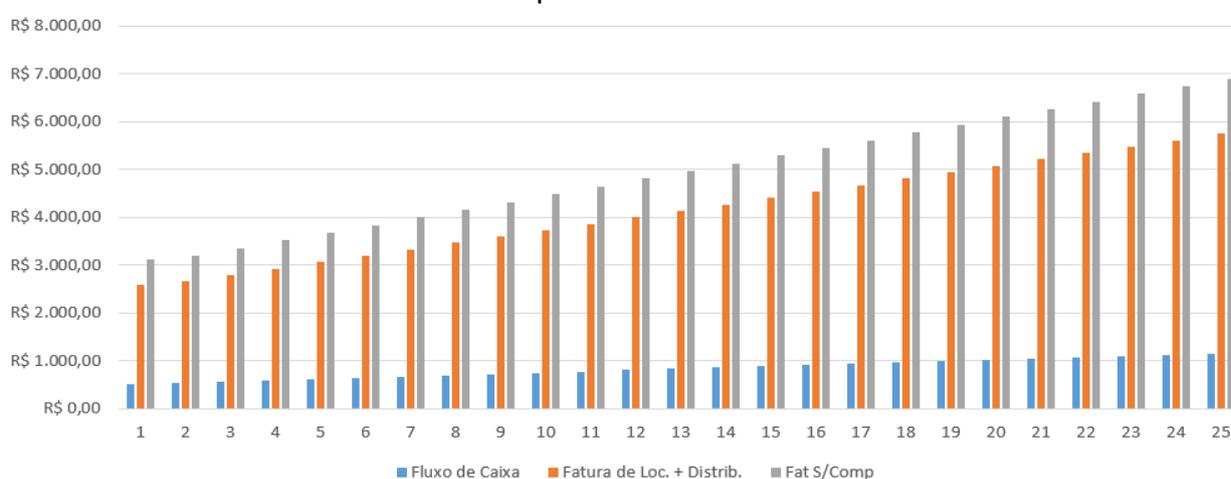


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos indicadores financeiros, o VPL calculado foi de R\$ 16.272,44, que sendo positivo indica que o investimento é viável. A TIR calculada foi de 28%, que é superior a TMA utilizada no estudo que foi de 10,5% - vinculada a taxa selic. Tendo um *ROI* de 712% e um *payback* de 4,88 anos, o cenário de autoconsumo local para este consumidor residencial é viável e irá representar um ganho importante na fatura de energia elétrica da distribuidora.

Para o caso do mesmo consumidor enquadrado na modalidade geração compartilhada, temos os seguintes resultados expostos na Figura 11.

Figura 11 - Fluxo de caixa do consumidor de 2 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.



Fonte: Autoria própria.

Através do gráfico apresentado na figura acima, na cor laranja, tem-se o somatório da fatura da distribuidora com a de locação pelo uso da usina para injeção de créditos de energia. Em cinza, é possível observar os valores pagos anualmente da fatura da distribuidora na condição de não haver nenhuma compensação na UC. Em azul, temos o fluxo de caixa anual da geração compartilhada, onde o consumidor não arca com os custos de manutenção da usina, sendo esse custo levado em consideração na fatura de locação da mesma. Essa tendência do gráfico, será utilizada em todos os outros cenários analisados neste trabalho.

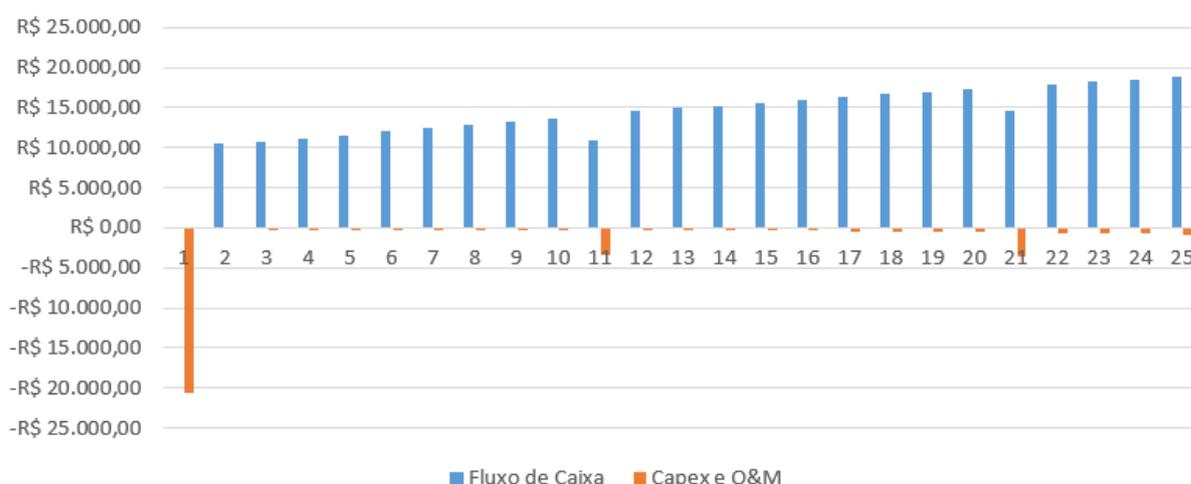
Com isso, foi possível encontrar um VPL de R\$ 6.165,23, que é bem inferior que o encontrado no caso do autoconsumo remoto. Em relação a TIR, como a inclusão do consumidor na geração compartilhada não requer nenhum custo, essa taxa tende

ao infinito, pois não há investimento inicial para se levar em consideração no cálculo, o que é um parâmetro que, embora tendo em um fluxo de caixa menor que o outro caso, corrobora bastante para a viabilidade desta modalidade. Por fim, o *ROI* e o *payback* assim como a TIR, levam em consideração o investimento inicial, então resultam em uma análise favorável a viabilidade.

4.1.2 Resultados para o Consumidor de 8 kWp

Para o consumidor de 8kWp com usina junto a carga, a Figura 12 apresenta os parâmetros previstos trabalhando no período de 25 anos para o consumidor da classe residencial.

Figura 12- Fluxo de caixa total do consumidor de 8 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.

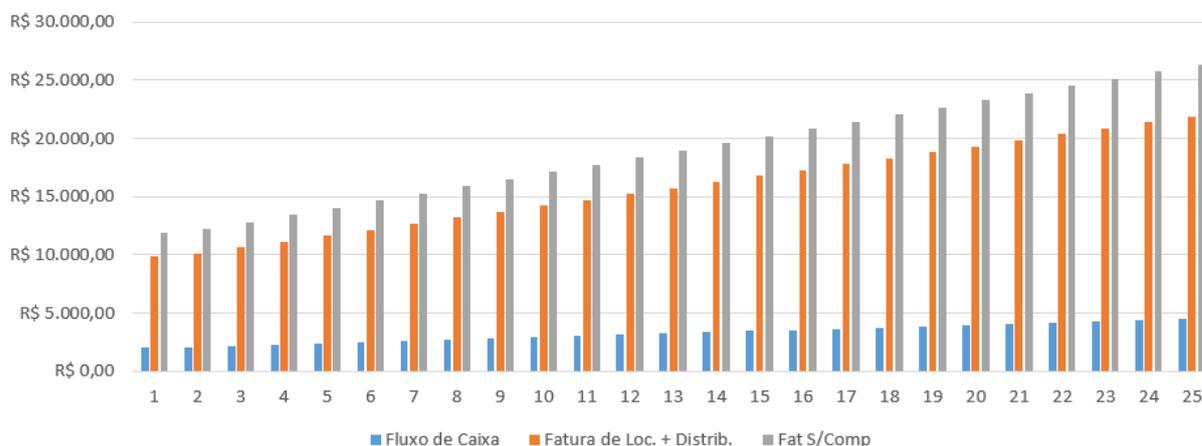


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos indicadores financeiros, o VPL calculado foi de R\$ 93.871,96, que sendo positivo indica que o investimento é viável. A TIR calculada foi de 54%, superior a obtida no caso do consumidor anterior, o que é uma tendência de aumento conforme o aumento da faixa de consumo. Tendo um *ROI* de 1690% e um *payback* de 2,3 anos, o cenário de autoconsumo local para este consumidor é viável e terá um retorno em um tempo menor que a metade do encontrado no caso do consumidor de 2 kWp.

Para o caso do mesmo consumidor enquadrado na modalidade geração compartilhada, temos os seguintes resultados expostos na Figura 13.

Figura 13- Fluxo de caixa do consumidor de 8 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.



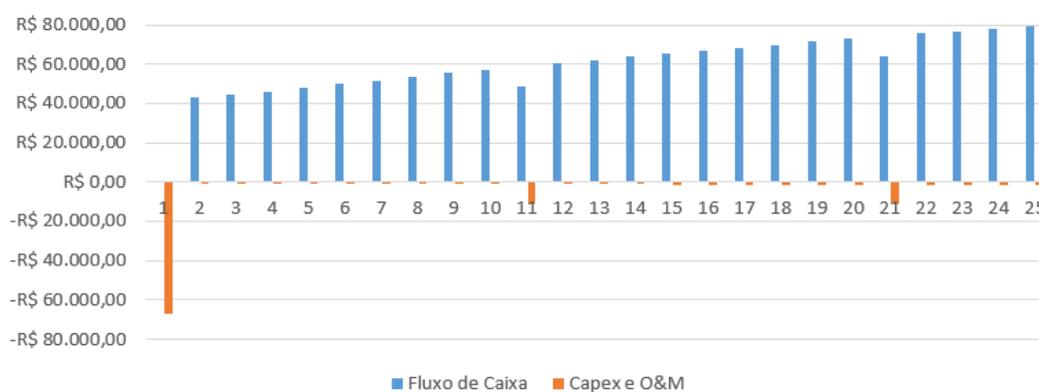
Fonte: Autoria própria.

O VPL encontrado deste caso, foi de R\$ 23.952,19, representando a viabilidade do investimento. Embora todos os outros parâmetros indicando a viabilidade do projeto, a redução dos valores gastos com faturas, tornam o autoconsumo local mais interessante ao longo dos anos para esse perfil de consumo, por propiciar uma redução maior nos gastos.

4.1.3 Resultados para o Consumidor de 30 kWp

Para o consumidor de 30kWp com autoconsumo local, a Figura 14 apresenta os parâmetros previstos trabalhando no período abordado no presente trabalho para o consumidor da classe comercial com um consumo maior que o caso anterior.

Figura 14– Fluxo de caixa total do consumidor de 30 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.

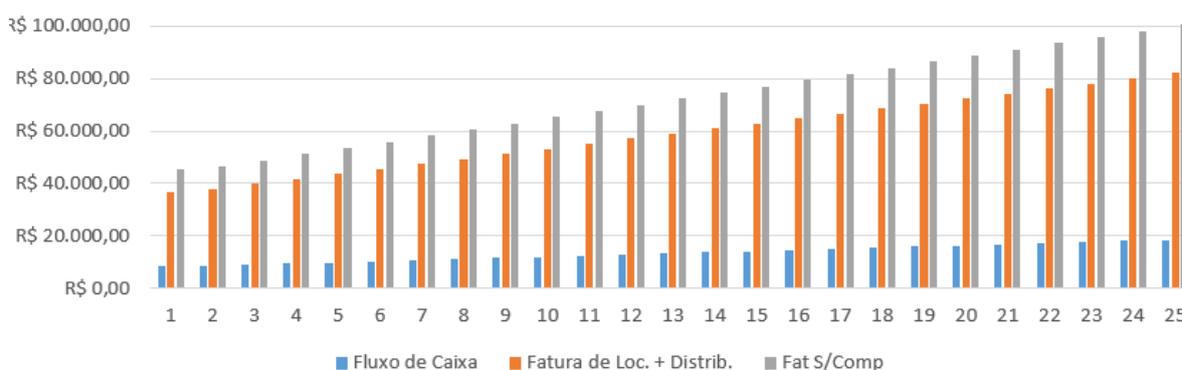


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos indicadores financeiros, o VPL calculado foi de R\$ 411.484,22, que sendo positivo indica que o investimento é viável. A TIR calculada foi de 68%, representando mais uma vez um aumento na taxa de retorno sobre o investimento inicial. Tendo um *ROI* de 2220% e um *payback* de 1,77 anos, o cenário de autoconsumo local para este consumidor é viável e terá um retorno em um tempo menor que o encontrado no estudo de 8 kWp.

Para o caso do mesmo consumidor enquadrado na modalidade geração compartilhada, temos os seguintes resultados expostos na Figura 15.

Figura 15– Fluxo de caixa do consumidor de 30 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.



Fonte: Autoria própria.

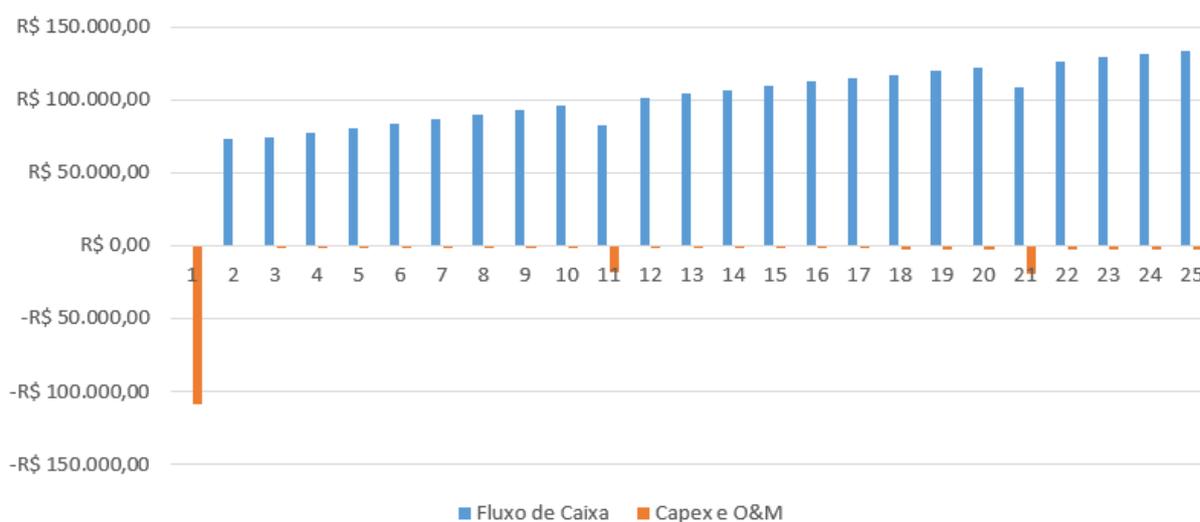
O VPL encontrado deste caso, foi de R\$ 98.697,94, representando a viabilidade do investimento. Ainda assim, com o VPL de aproximadamente 4 vezes menor que a

outra modalidade de compensação, o autoconsumo local também é mais interessante ao longo dos anos para esse perfil de consumidor.

4.1.4 Resultados para o Consumidor de 50 kWp

Para o consumidor de 50kWp com autoconsumo local, a Figura 16 apresenta os resultados obtidos trabalhando no período abordado no presente trabalho para o consumidor da classe comercial novamente com potência instalada maior que a anterior.

Figura 16– Fluxo de caixa total do consumidor de 50 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.

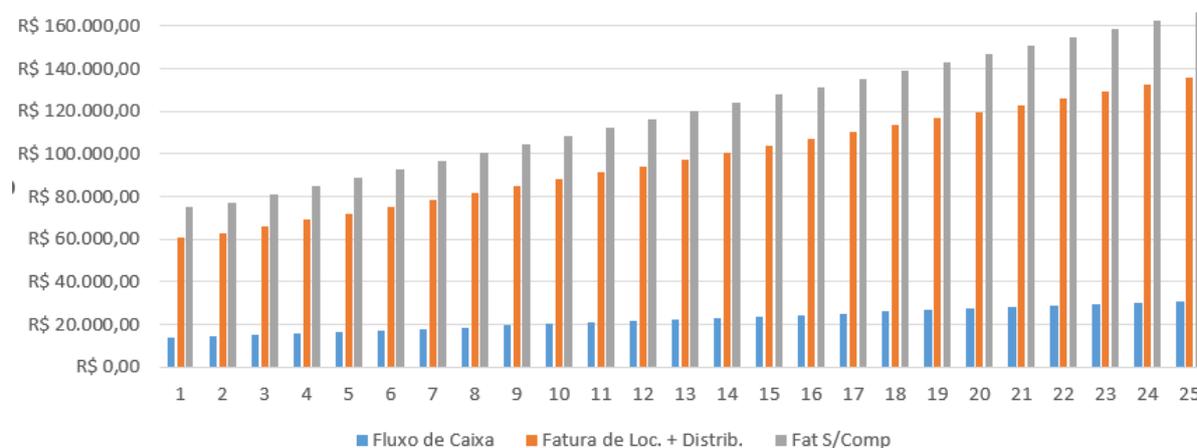


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos indicadores financeiros, o VPL calculado foi de R\$ 694.973,92, que sendo positivo indica que o investimento é viável. A TIR calculada foi de 70%, pouco maior que a obtida no caso anterior. Tendo um *ROI* de 2305% e um *payback* de 1,70 anos, o cenário de autoconsumo local para este consumidor é viável e terá um retorno em um tempo menor que o encontrado no estudo de 30 kWp, mas que começa a se estabilizar para um tempo menor que 2 anos.

Para o caso do mesmo consumidor enquadrado na modalidade geração compartilhada, temos os seguintes resultados expostos na Figura 17.

Figura 17– Fluxo de caixa do consumidor de 50 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.



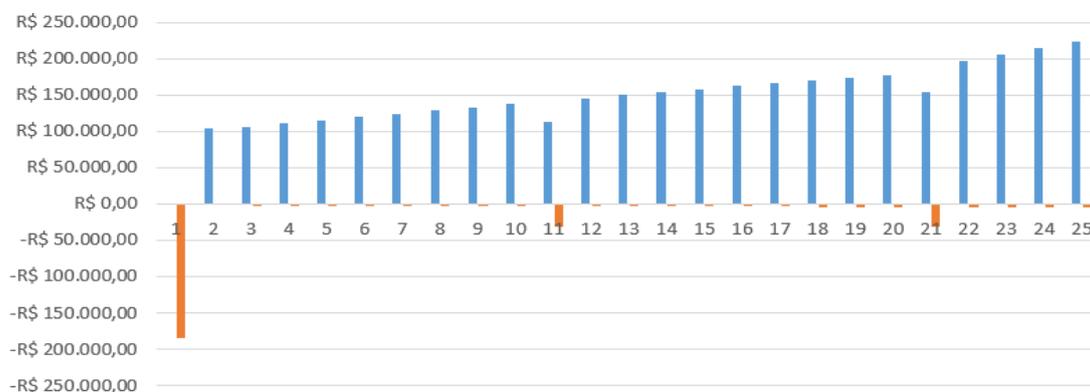
Fonte: Autoria própria.

O VPL encontrado deste caso, foi de R\$ 165.482,49, representando a viabilidade do investimento. Tendo um VPL bem menor que o obtido na outra modalidade de compensação, o autoconsumo local também se torna mais interessante ao longo dos anos para esse perfil de consumidor.

4.1.5 Resultados para o Consumidor de 70 kWp

Por fim, para o consumidor de 70kWp com autoconsumo local, a Figura 18 apresenta os resultados obtidos trabalhando no período abordado no presente trabalho para o consumidor da classe comercial novamente com potência instalada maior que a anterior.

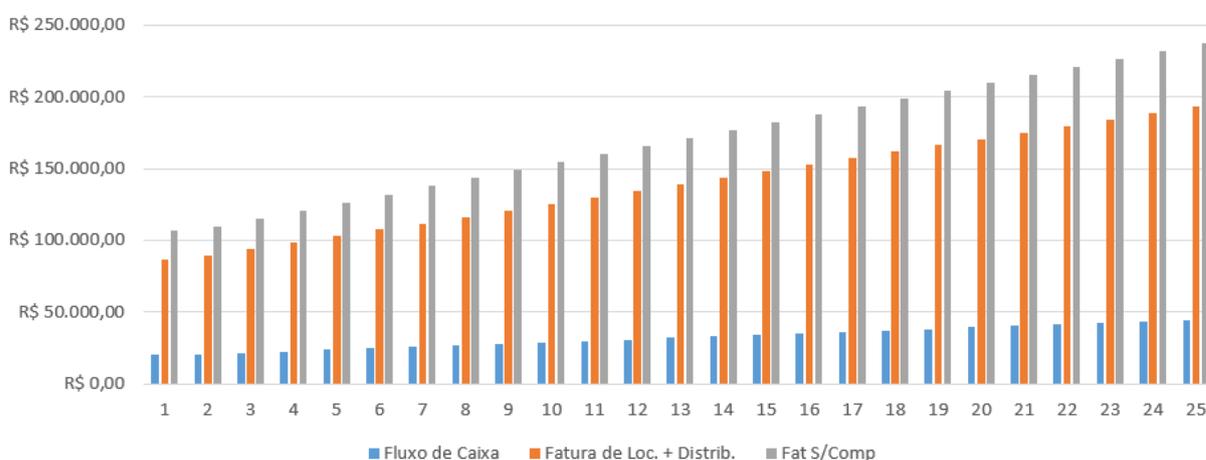
Figura 18– Fluxo de caixa total do consumidor de 70 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD I.



Fonte: Autoria própria.

Em relação aos indicadores financeiros, o VPL calculado foi de R\$ 981.590,51, que sendo positivo indica que o investimento é viável. A TIR calculada foi de 60%, menor que a obtida no caso anterior, o que deixa claro que a relação do investimento inicial com os retornos obtidos é realmente mais desproporcional que o visto nos casos anteriores, mas ainda sim é um indicador viável. Tendo um ROI de 2002% e um *payback* de 2,04 anos, o cenário de autoconsumo local para este consumidor também é viável. Para o caso do mesmo consumidor enquadrado na modalidade geração compartilhada, temos os seguintes resultados expostos na Figura 19.

Figura 19– Fluxo de caixa do consumidor de 70 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD I.



Fonte: Autoria própria.

O VPL encontrado deste caso, foi de R\$ 237.203,41, representando a viabilidade do investimento. Como o VPL é bem menor que o obtido na outra modalidade de compensação, assim como os valores a pagar das faturas é bem maior, o autoconsumo local para este consumidor torna-se mais viável.

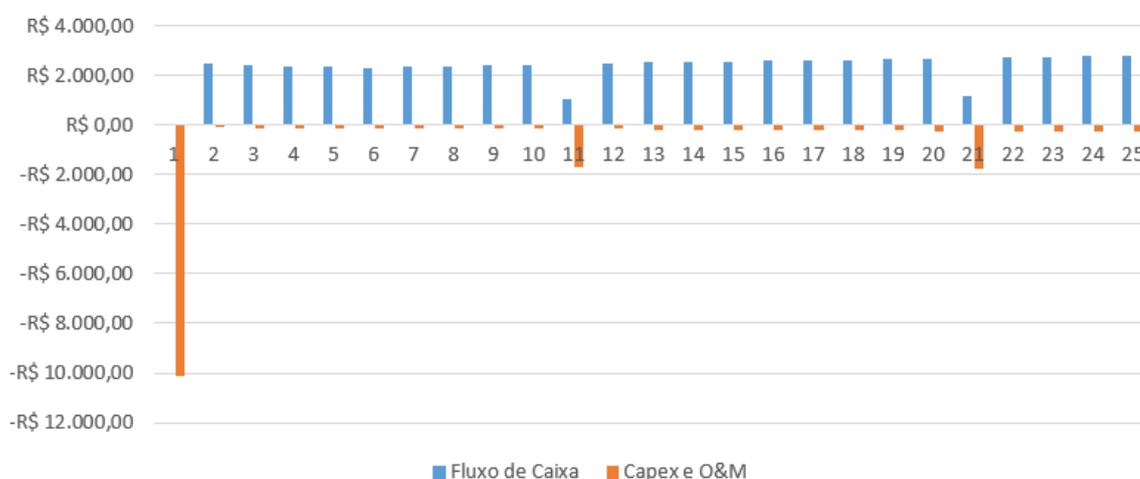
4.2 Resultados no cenário de GD II

Nas modalidades de autoconsumo local e geração compartilhada, os resultados obtidos do fluxo de caixa e da economia total, bem como de outros parâmetros calculados por faixa de consumo, serão apresentados e analisados para definição da viabilidade de cada cenário. Devido a GD II ser o enquadramento atual das usinas dos consumidores estudados no presente trabalho, os resultados serão expostos com maior especificação de forma anual ao longo dos 25 anos.

4.2.1 Resultados para o Consumidor de 2 kWp

Para o consumidor da classe residencial com média de energia consumida na faixa dos 216,667 kWh/mês, foi possível verificar os seguintes resultados de fluxo de caixa para modalidade de autoconsumo local, expostos na Figura 20.

Figura 20– Fluxo de caixa do consumidor de 2 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.

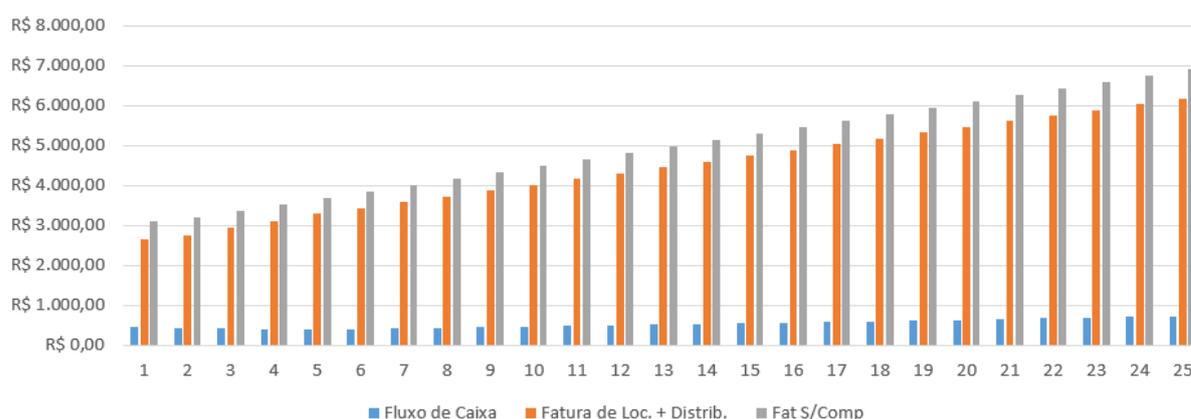


Fonte: Autoria própria.

Através dos resultados, foi possível encontrar um VPL de R\$ 10.765,45, que é 34% menor que o obtido em GD I, entretanto, mesmo com a redução, as receitas obtidas pela implementação da usina ao longo dos 25 anos superaram os custos, uma vez que a mesma é positiva. Além disso, a TIR foi de 23%, sendo maior que 10,5% - que é a TMA escolhida com base na taxa selic – resultando em mais um parâmetro que indica viabilidade do projeto. Por fim, o projeto resultou em uma ROI de 505% e um *payback* estimado em 5,88 anos.

Para o mesmo consumidor em GD II, no cenário da geração compartilhada, tem-se os seguintes resultados de fluxo de caixa expostos na Figura 21.

Figura 21– Fluxo de caixa do consumidor de 2 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.



Fonte: Autoria própria.

Em relação aos indicadores financeiros encontrados, o VPL foi de R\$ 4.118,07, que mesmo sendo positivo, é inferior ao obtido pelo mesmo consumidor em GD I, mas que ainda representa uma viabilidade favorável neste cenário. Os demais indicadores possuem valores favoráveis e que contribuem para a viabilidade deste cenário de modalidade. Tais valores, corroboram para redução do valor a pagar da fatura de energia da distribuidora por parte dos consumidores enquadrados na classe residencial.

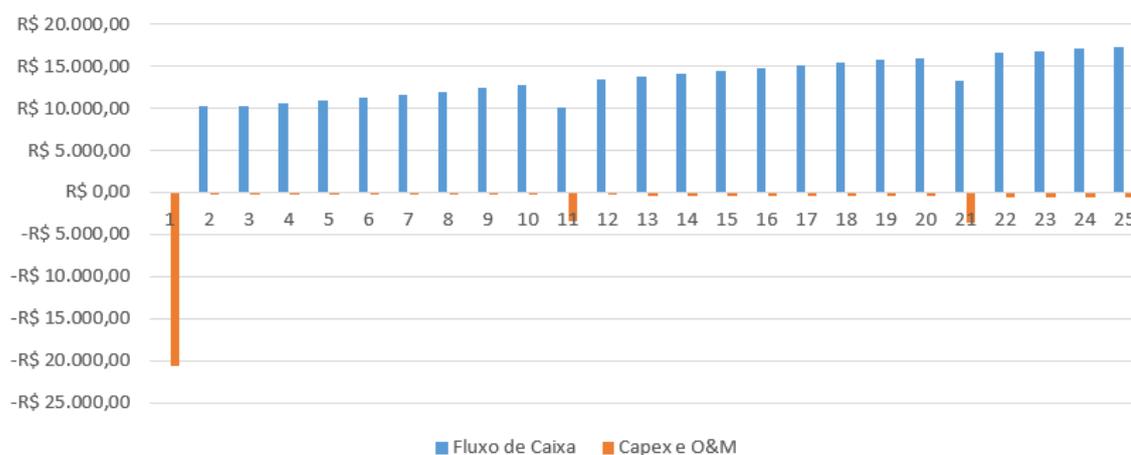
Pode-se perceber que os valores pagos no somatório das faturas de locação e distribuição, são maiores que os encontrados para esse consumidor em GD I. O

impacto da cobrança gradual sobre o Fio B da TUSD, é bem impactante nos anos iniciais, sendo menos impactante nos anos posteriores com a estabilização do percentual de 90% cobrado. Mesmo com a cobrança, a geração compartilhada ainda torna-se mais viável por representar um valor menor a pagar em relação a fatura sem nenhuma compensação.

4.2.2 Resultados para o Consumidor de 8 kWp

Para o consumidor da classe comercial com média de energia consumida na faixa dos 998,0833 kWh/mês, foi possível verificar os seguintes resultados de fluxo de caixa para modalidade de autoconsumo local, expostos na Figura 22.

Figura 22- Fluxo de caixa do consumidor de 8 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.

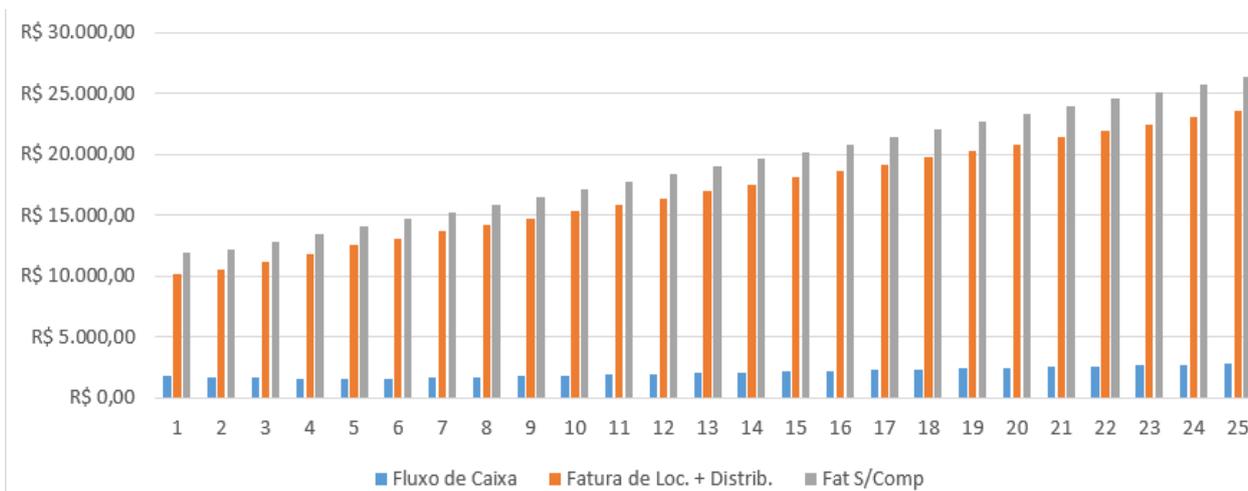


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos parâmetros financeiros, o VPL positivo de R\$ 86.807,75, indica um projeto viável. A TIR calculada foi de 51%, a ROI de 1565% e um *payback* estimado em 2,37 anos. Logo, compreende-se que aumentando a faixa de consumo os retornos sobre o investimento inicial são maiores, bem como o tempo para recuperar o valor do investimento que foi mais rápido que para o consumidor anterior.

Para o mesmo consumidor em GD II, no cenário da geração compartilhada, tem-se os seguintes resultados de fluxo de caixa expostos na Figura 23.

Figura 23- Fluxo de caixa do consumidor de 8 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.



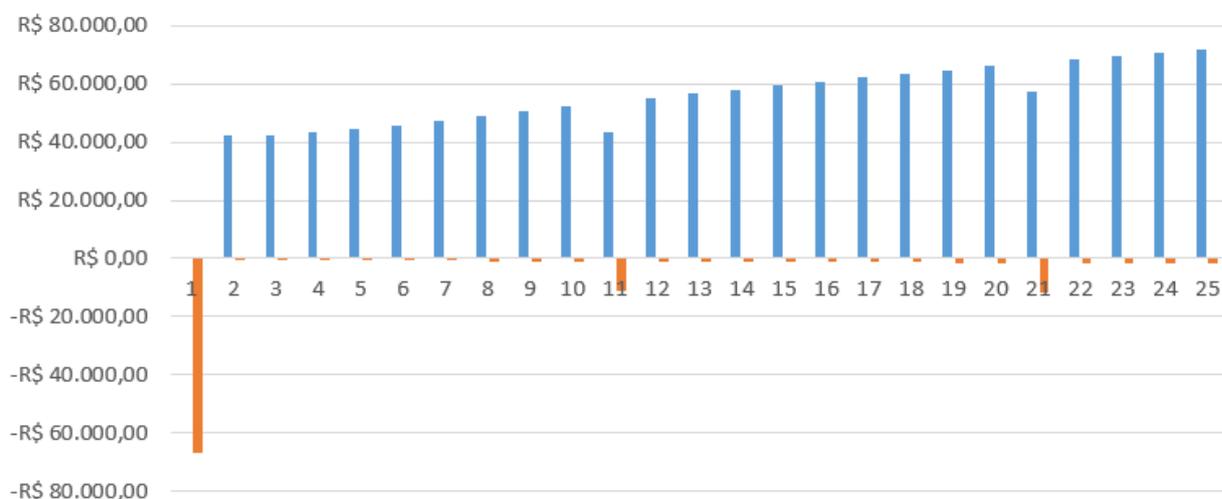
Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor em geração compartilhada, o VPL foi de R\$ 15.998,67, que é 81,5% menor que o encontrado para o caso em autoconsumo, assim como também é inferior para este consumidor em GD I. Essa faixa de potência simboliza os pequenos comércios, que segundo os dados obtidos no presente trabalho, podem ter uma significativa redução dos valores a pagar na fatura de energia para ambos os casos e mesmo se desejarem iniciar com as operações no ano de vigência, o que obrigatoriamente as enquadram em GD II. Ainda assim, a implementação de uma usina própria torna-se mais vantajosa ao longo dos anos quando comparado a geração compartilhada.

4.2.3 Resultados para o Consumidor de 30 kWp

Para o consumidor da classe comercial com média de energia consumida na faixa dos 3800,667 kWh/mês, foi possível verificar os seguintes resultados de fluxo de caixa para modalidade de autoconsumo local, expostos na Figura 24.

Figura 24- Fluxo de caixa do consumidor de 30 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.

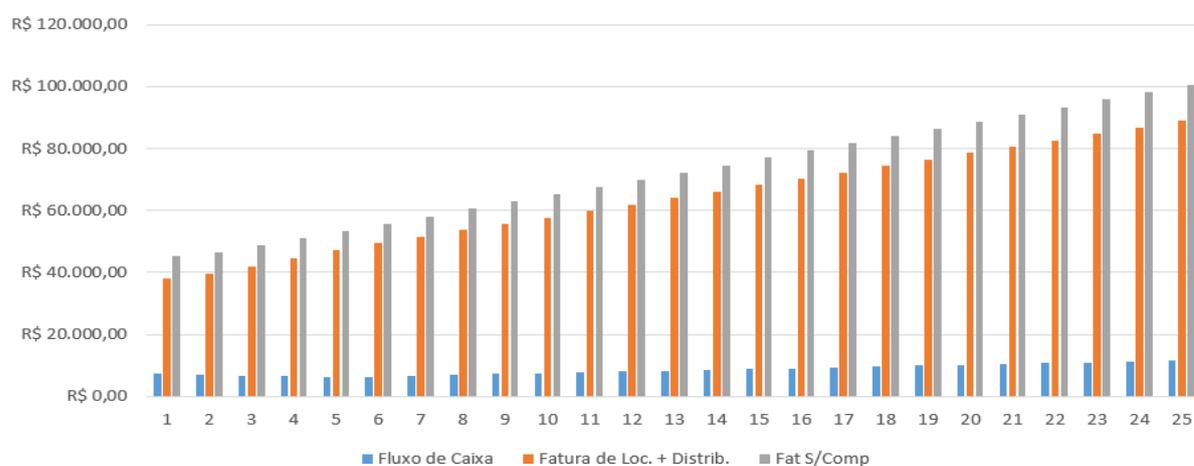


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos parâmetros financeiros, o VPL positivo de R\$ 374.578,36, indica um projeto viável. A TIR calculada foi de 64%, a ROI de 2017% e um *payback* estimado em 1,83 anos, o que representa um tempo maior que o identificado no cenário da GD I para o retorno do investimento.

Para o mesmo consumidor em GD II, no cenário da geração compartilhada, tem-se os seguintes resultados de fluxo de caixa expostos na Figura 25.

Figura 25- Fluxo de caixa do consumidor de 30 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.



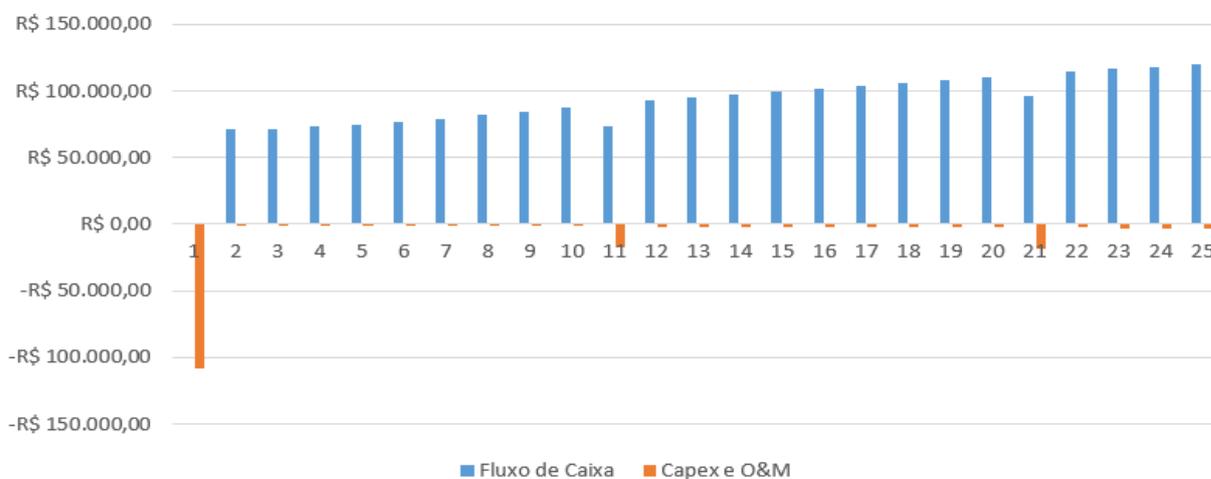
Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor em geração compartilhada, o VPL foi de R\$ 41.005,93, que é menor que o encontrado para o caso do autoconsumo, assim como para o consumidor em GDI. Mesmo com a cobrança do Fio B, ainda sim o autoconsumo local é mais vantajoso ao longo dos anos quando comparado com a geração compartilhada no cenário de GDII.

4.2.4 Resultados para o Consumidor de 50 kWp

Para o consumidor da classe comercial com média de energia consumida na faixa dos 6304,75 kWh/mês, foi possível verificar os seguintes resultados de fluxo de caixa para modalidade de autoconsumo local, expostos na Figura 26.

Figura 26– Fluxo de caixa do consumidor de 50 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.

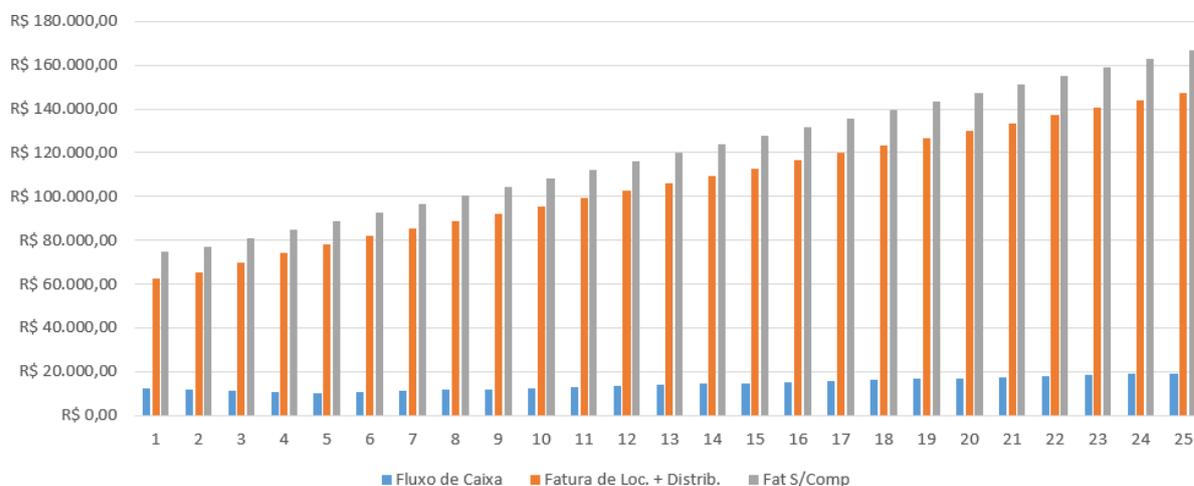


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos parâmetros financeiros, teve-se um VPL positivo de R\$ 631.516,66, o que indica um projeto viável. A TIR calculada foi de 67%, a ROI de 2090% e um *payback* estimado em 1,76 anos.

Para o mesmo consumidor em GD II, no cenário da geração compartilhada, tem-se os seguintes resultados de fluxo de caixa expostos na Figura 27.

Figura 27– Fluxo de caixa do consumidor de 50 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.



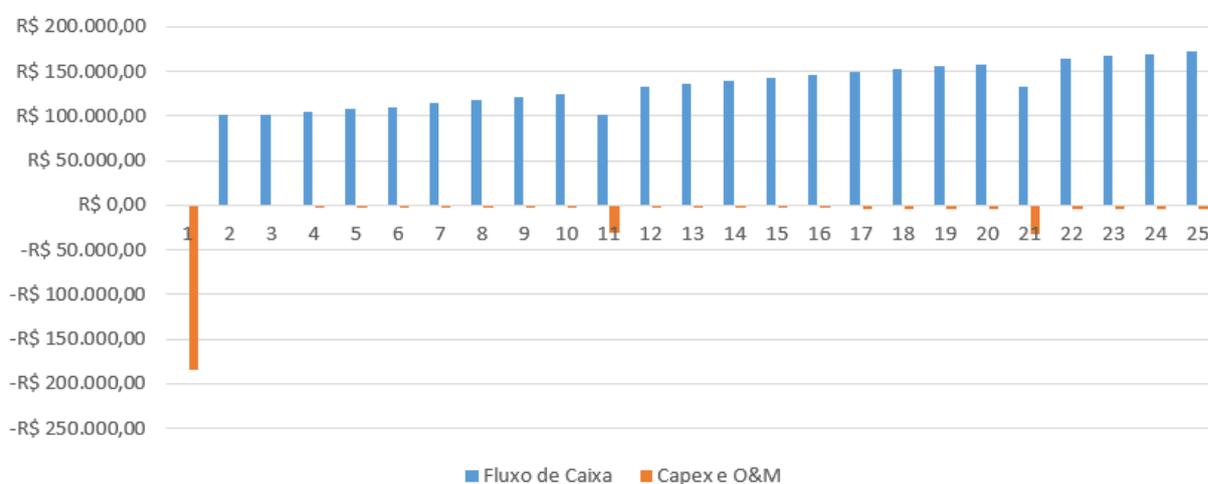
Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor em geração compartilhada, o VPL foi de R\$ 110.533,37, que é 82,5% menor que o encontrado para o caso do autoconsumo local. Logo, semelhante aos outros casos, mesmo com viabilidade, o autoconsumo local é mais interessante para esse perfil de consumidor.

4.2.5 Resultados para o Consumidor de 70 kWp

Por fim, para o consumidor da classe comercial com a maior média de consumo do estudo, 8993,91667 kWh/mês, foi possível verificar os seguintes resultados de fluxo de caixa para modalidade de autoconsumo local, expostos na Figura 28.

Figura 28- Fluxo de caixa do consumidor de 70 kWp na modalidade de autoconsumo local em GD II.

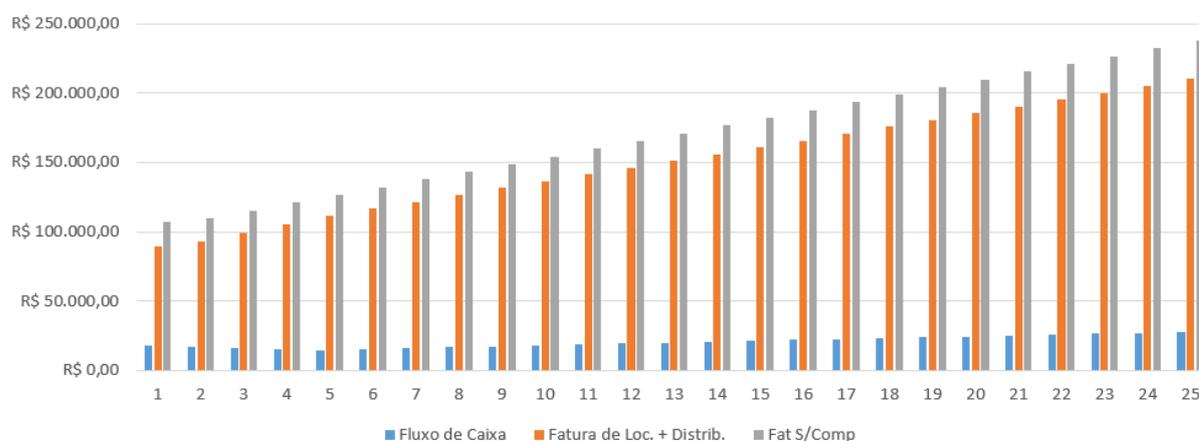


Fonte: Autoria própria.

Em relação aos parâmetros financeiros, o VPL positivo de R\$ 873.568,82, indica um projeto viável. A TIR calculada foi de 56%, a ROI de 1738% e um *payback* estimado em 2,12 anos, é pouco superior ao mesmo consumidor no cenário de GDI.

Para o mesmo consumidor em GD II, no cenário da geração compartilhada, tem-se os seguintes resultados de fluxo de caixa expostos na Figura 29.

Figura 29- Fluxo de caixa do consumidor de 70 kWp na modalidade de geração compartilhada em GD II.



Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor em geração compartilhada, o VPL foi de R\$ 158.439,16, que é menor que o encontrado para o caso do autoconsumo, assim como para o consumidor em GD I, o que também favorece o autoconsumo local ao invés da geração compartilhada.

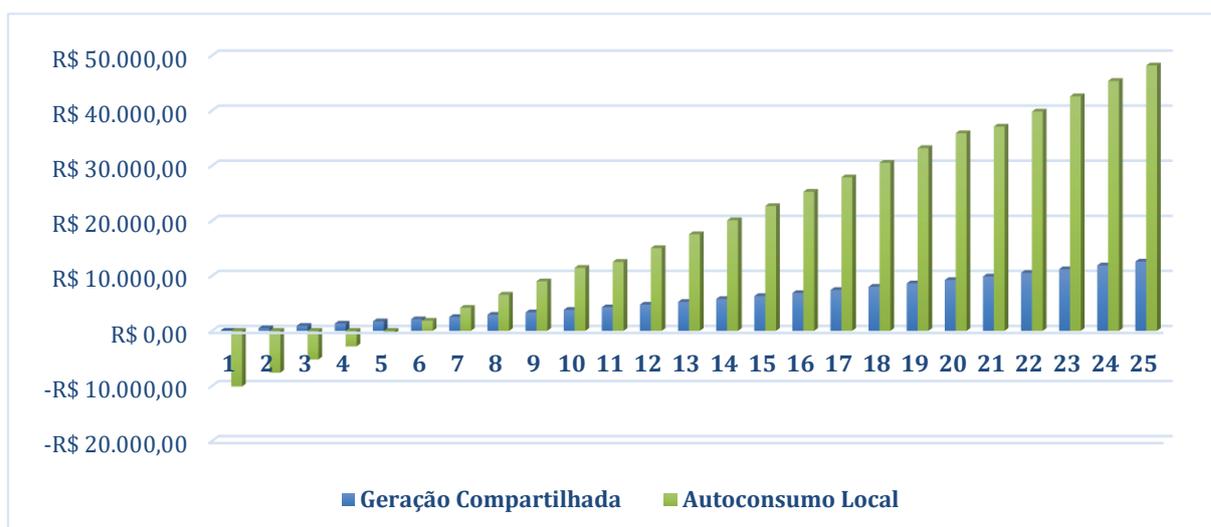
4.3 Análise Comparativa das Modalidades em GD II

Analisando os resultados expostos no presente trabalho, no cenário de GD II, pode-se visualizar a melhor modalidade de compensação para cada perfil de consumidor abordado no presente trabalho.

4.3.1 Análises para Consumidor de 2 kWp

Através da Figura 30, pode-se visualizar os valores economizados ao longo dos 25 anos nas duas modalidades de compensação.

Figura 30 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.



Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor residencial, a depender das condições financeiras e estruturais da unidade consumidora, mesmo com o autoconsumo local trazendo mais resultados

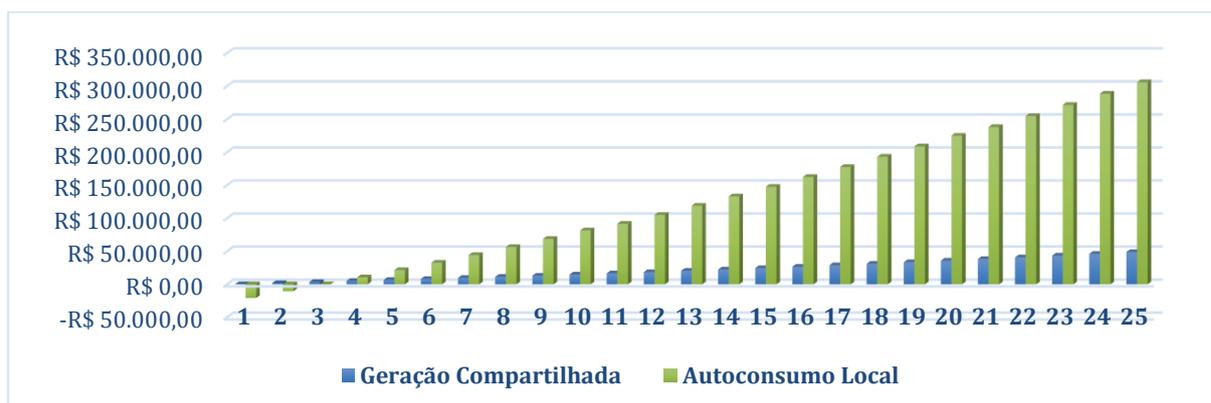
positivos ao longo do período, a geração compartilhada pode se tornar mais viável para adesão do mesmo na MMGD. O *break even point* deste consumidor é de 6,14 anos, o que significa que até esse período, a economia acumulada da geração compartilhada em comparação ao autoconsumo local é o mesmo, a partir dele, o autoconsumo passa a ser mais vantajoso.

Logo, conclui-se que para essa faixa de consumo e classe, a depender da situação financeira de ter que arcar com os custos da implementação de uma usina fotovoltaica, ou mesmo de não ter terreno ou espaço físico em telhado, a geração compartilhada pode ser mais viável financeiramente para o consumidor. Todavia, em condições financeiras e estruturais favoráveis, o autoconsumo local ou até mesmo remoto é mais vantajoso e trará mais retornos financeiros.

4.3.2 Análises para consumidor de 8 kWp

Através da Figura 31, pode-se visualizar os valores economizados ao longo dos 25 anos nas duas modalidades de compensação.

Figura 31 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.



Fonte: Autoria própria.

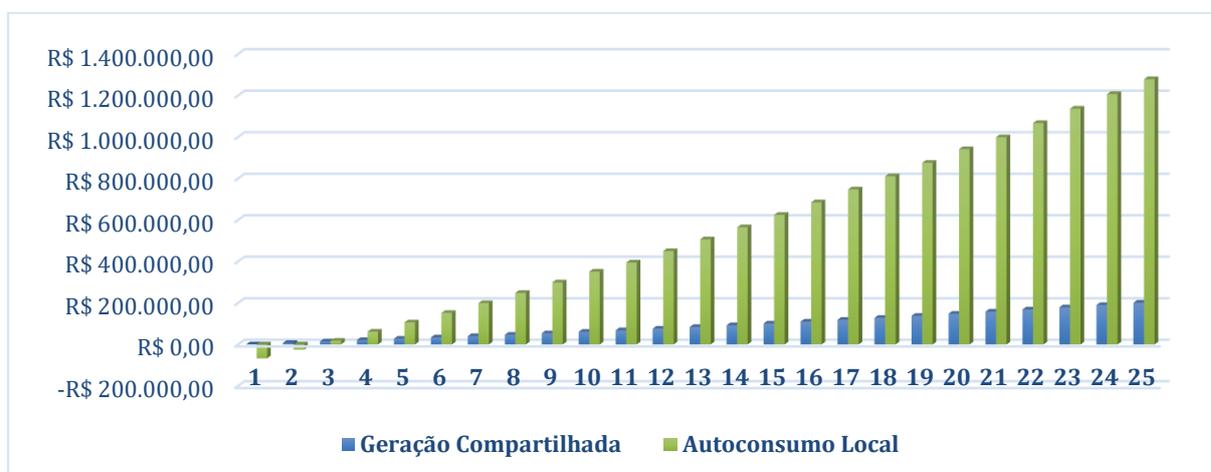
Para o consumidor da classe residencial com uma faixa de potência que é caracterizado por ser uma residência de maior porte, apresentando um *break even point* em 3,4 anos, o período em que a economia acumulada da geração

compartilhada é maior que a da geração própria é bem mais curto. Logo, pelo menor tempo de retorno e valores menores a pagar com as faturas da distribuidora, gerando um menor gasto neste aspecto e uma maior economia, o autoconsumo local é mais interessante e viável. Todavia, sempre deverão ser levados em consideração os aspectos financeiros e estruturais da unidade consumidora, o que não descarta a viabilidade da geração compartilhada.

4.3.3 Análises para consumidor de 30 kWp

Através da Figura 32, pode-se visualizar os valores economizados ao longo dos 25 anos nas duas modalidades de compensação.

Figura 32 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.



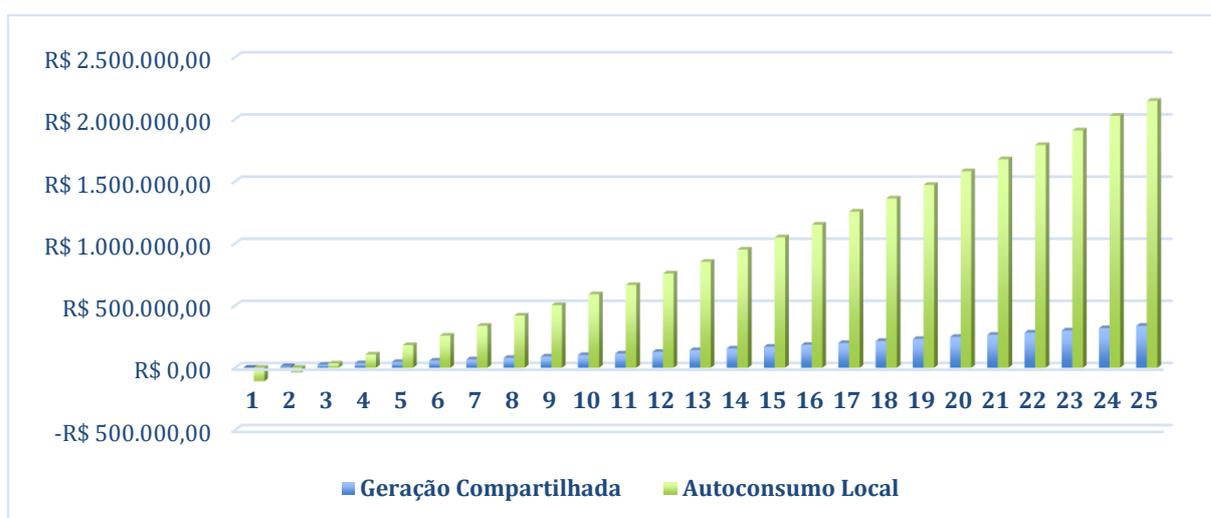
Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor da classe comercial com uma faixa de potência superior, caracterizado por ser um estabelecimento de médio porte, tem-se um *break even point* em 2,91 anos. Com isso, mesmo com as devidas observações mencionadas nos casos anteriores a respeito da geração compartilhada, ainda assim, o autoconsumo local cada vez mais com o aumento da potência instalada da UC, é mais interessante e viável para este caso.

4.3.4 Análises para consumidor de 50 kWp

Através da Figura 33, pode-se visualizar os valores economizados ao longo dos 25 anos nas duas modalidades de compensação.

Figura 33 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.



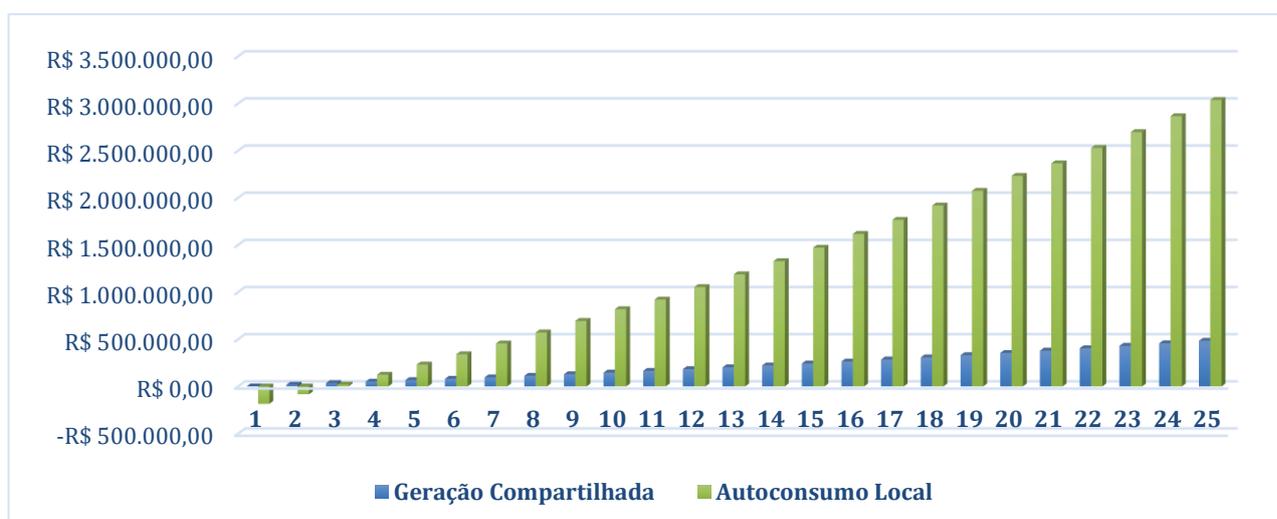
Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor da classe comercial na casa dos 50 kWp, caracterizado por ser um estabelecimento de médio a grande porte, tem-se um *break even point* em 2,84 anos. Esse cenário, em comparação aos outros, é o que mais é propício para o autoconsumo local, uma vez que a economia acumulada é bem maior, bem como o tempo em que se tem uma prevalência da geração compartilhada é menor, tornando o retorno financeiro mais rápido.

4.3.5 Análises para consumidor de 70 kWp

Por meio da Figura 34, pode-se visualizar os valores economizados ao longo dos 25 anos nas duas modalidades de compensação.

Figura 34 - Comparação dos valores economizados nas duas modalidades de compensação.



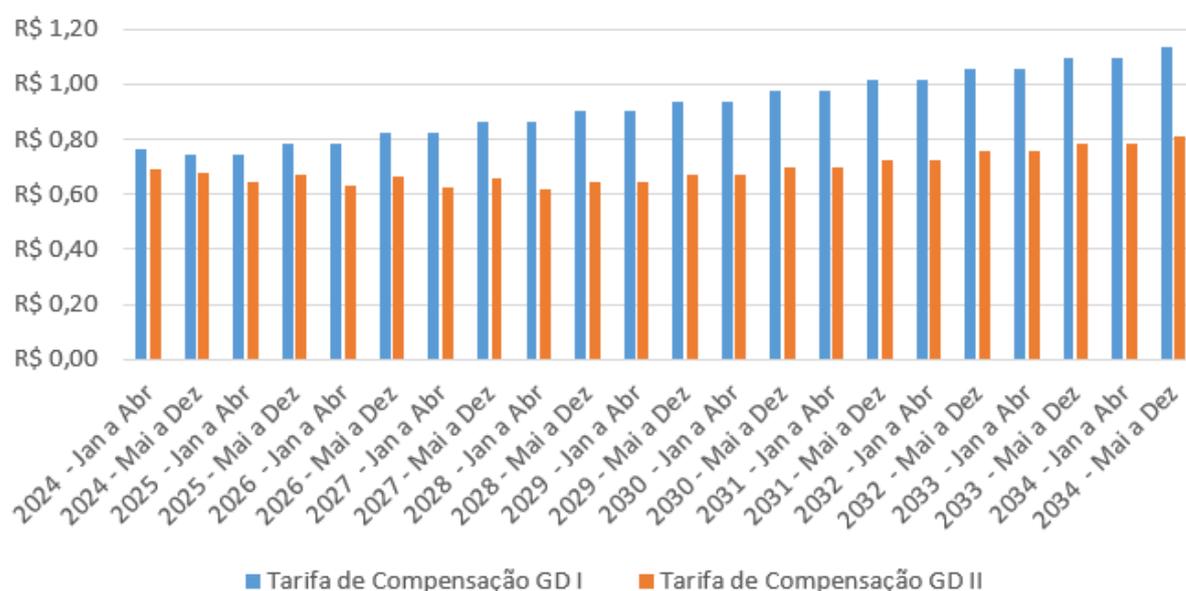
Fonte: Autoria própria.

Para o consumidor analisado da classe comercial com a maior faixa de potência, caracterizado por ser um estabelecimento de grande porte, tem-se um *break even point* em 3,18 anos. Este tempo é superior ao caso anterior, o que quer dizer que o investimento para implementar a usina solar fotovoltaica leva mais tempo para ser recuperado. Todavia, ainda assim, o autoconsumo local é mais interessante e viável para este consumidor.

4.4 Análise Final dos Resultados

Com base nos resultados, pode-se perceber o impacto que as tarifas de compensação trazem nos cenários em GD I e GD II para cada modalidade ao longo dos anos. Na Figura 35, pode-se visualizar os valores de tarifas utilizados na análise para os primeiros 10 anos, apenas para ter-se uma ideia do quanto elas impactam nos valores economizados.

Figura 35 – Comparativo da previsão das tarifas de compensação nos 10 primeiros anos.



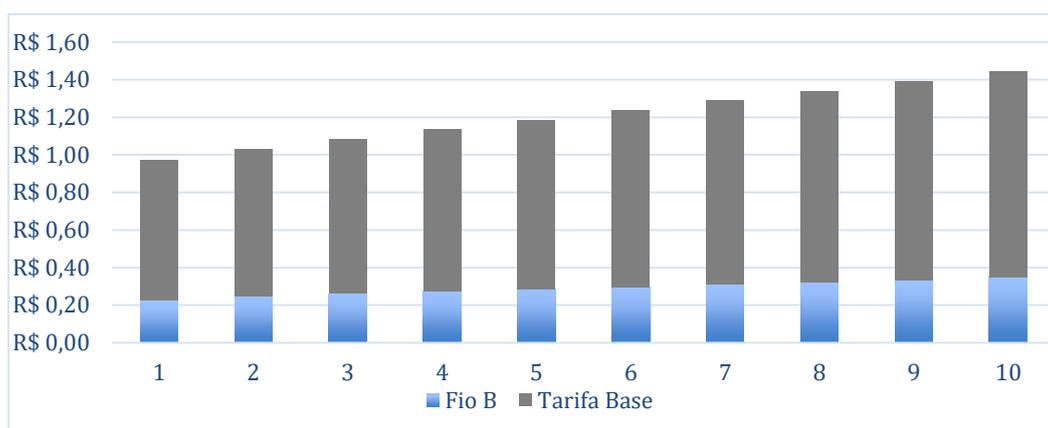
Fonte: Autoria própria.

Com a Figura 35, em azul, temos a tarifa base de compensação sem impostos em GD I, que apresenta valores padrões usados para as análises tanto em autoconsumo, quanto em geração compartilhada. Em laranja, temos a tarifa de compensação em GD II, que com a cobrança gradativa sobre o Fio B, apresenta reduções bastante significativas e que impactam negativamente o desconto obtido nas faturas de ambas as modalidades analisadas nesse trabalho.

Na Figura 36, os dados são expostos com base em alguns meses de cada ano, levando em consideração os reajustes tarifários. Percebe-se que a evolução da tarifa de compensação com impostos em GD I é melhor acompanhada por a tarifa de compensação do autoconsumo em GD II ao longo dos anos, o que faz com que os valores abatidos nas faturas de energia para essa modalidade sejam maiores que para a geração compartilhada.

Pode-se compreender a representatividade do Fio B nas tarifas bases estimadas para os próximos 10 anos, que contribuíram para a estimativa das tarifas para os casos em GD II.

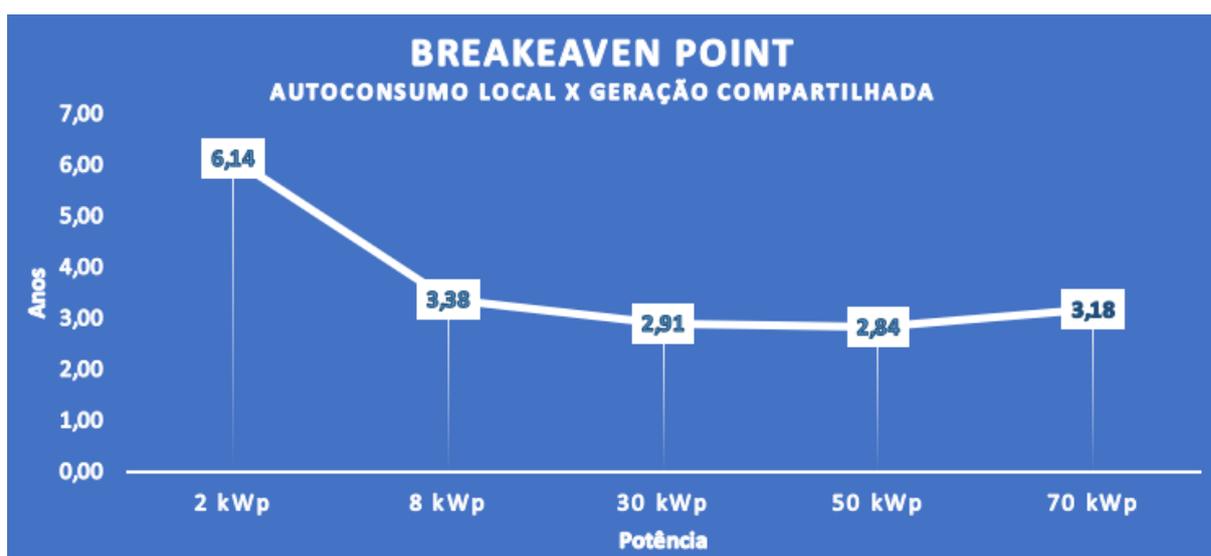
Figura 36 – Representatividade do fio B nas tarifas base previstas.



Fonte: Autoria própria.

Com base nos resultados obtidos, de maneira geral, conclui-se que na microgeração distribuída, em condições favoráveis para o consumidor em termos financeiros e estruturais, a implementação de uma usina fotovoltaica própria gera mais economia que a geração compartilhada. Através dos dados levantados, na Figura 37, pode-se observar o tempo que a geração compartilhada resulta em uma maior economia que o autoconsumo local, em função da potência de pico. Vale ressaltar que esses dados foram levantados levando em consideração a realidade do estado de Pernambuco, que foi o utilizado em toda a análise.

Figura 37 – Break even point das Modalidades de Compensação.



Fonte: Autoria própria.

A reversão da tendência encontrada no consumidor de 70 kWp, deve-se ao valor de investimento inicial na usina solar fotovoltaica em Pernambuco, que por ter um maior porte e incluir uma quantidade maior de inversores, torna o CAPEX maior que a tendência de investimentos dos outros cenários.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 Considerações

Com a LEI nº14.300, estabeleceram-se os critérios de cobrança gradativa do imposto sobre o fio B da TUSD. Embora essa cobrança tenha reduzido consideravelmente os valores de fluxo de caixa anuais que se referem aos valores economizados com as faturas de energia dos consumidores estudados, o investimento em uma usina de geração fotovoltaica própria ou a adesão do consumidor na geração compartilhada ainda são alternativas viáveis e que podem reduzir os gastos do mesmo.

Através dos resultados e análises expostas, foi possível concluir que a modalidade de autoconsumo local ainda é a mais viável e interessante para todos os consumidores analisados. Não obstante, a modalidade de geração compartilhada, mesmo resultando em uma economia menor, também apresentou indicadores financeiros que a tornam viáveis para todos os consumidores. Logo, a definição da melhor modalidade de compensação a ser adotada, tomará como base aspectos financeiros e estruturais do consumidor, que pode, por exemplo, não ter espaço físico para implementação de uma usina solar própria ou mesmo não possuir verbas suficientes para esta ação.

Além disso, vale destacar que pelos resultados obtidos, a geração compartilhada torna-se bastante viável para os consumidores da classe residencial, mais precisamente os que possuem os consumos de energia elétrica mais reduzidos. Com isso, pode-se compreender que quanto menor o consumo da unidade consumidora, mais interessante a geração compartilhada se torna.

Por fim, mesmo com a prevalência da modalidade do autoconsumo local, a geração compartilhada é uma alternativa com bastante possibilidade de adesão pelos consumidores, já que possibilita uma redução nas faturas da concessionária e não requer investimento inicial nem espaço físico. Este fato, evidenciado no presente trabalho, é o que tem levado essa modalidade a ter um crescimento bastante elevado ao longo dos últimos meses.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

Tendo o presente trabalho abordado consumidores da microgeração distribuída, seria interessante para trabalhos futuros nesta temática de comparação, a análise para consumidores com faixas de energia consumida maiores que as abordadas. O estudo dessas modalidades para os consumidores de grupo A, por exemplo, pode apresentar não somente os impactos trazidos com a nova lei, mas o quanto pode ser economizado por esses consumidores. Vale destacar que essa análise também pode explorar a classe dos consumidores industriais, que possuem uma curva de carga que se difere das curvas dos consumidores residenciais e comerciais. Essa análise poderia ser de extrema importância na definição da modalidade a ser seguida por as empresas em função das suas realidades.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., SÖDER, L. **Distributed generation: a definition**, 2001.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz elétrica brasileira alcança 200 GW**. Disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw#:~:text=Atualmente%20as%20tr%C3%AAas%20maiores%20fontes,Mineral%20\(1%2C75%25\)](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw#:~:text=Atualmente%20as%20tr%C3%AAas%20maiores%20fontes,Mineral%20(1%2C75%25)) . Acesso em: 15 jun. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída**. Power BI Report. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> . Acesso em: 17 jun. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Brasil ultrapassa marca de 10 GW em micro e minigeração distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida#:~:text=Brasil%20ultrapassa%20marca%20de%2010%20GW%20em%20micro%20e%20minigera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADa,-Atua%C3%A7%C3%A3o%20da%20ANEEL&text=O%20Brasil%20ultrapassou%20n%20esta%20quinta,%C3%A9%20gerada%20pelos%20pr%C3%B3rios%20consumidores> . Acesso em: 17 jun. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução homologatória N° 3.325**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243325ti.pdf> . Acesso em: 17 jun. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução homologatória N° 956. PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL (PRODIST) – Módulo 11**. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_10.pdf . Acesso em: 17 jun. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída apresenta acréscimo de 7,4 GW em 2023.** 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/micro-e-minigeracao-distribuida-apresenta-acrescimo-de-7-4-gw-em-2023#:~:text=O%20resultado%20de%202023%20foi,superior%20a%208%2C3%20GW>. Acesso em: 1 ago. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 2 ago. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades Tarifárias.** 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 2 ago. 2024.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA L. **PROCEDIMENTOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA - PRORET.** Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1. Procedimentos gerais.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Geração distribuída bate recorde no Brasil e alcança 28GW de potência instalada.** Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal/geracao-distribuida-bate-recorde-no-brasil/#:~:text=O%20setor%20em%20n%C3%BAmeros&text=Quantidade%20de%20sistemas%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o,energia%20solar%20com%20GD%3A%2028GW>. Acesso em: 1 ago. 2024.

BITU, R. S.; BORN, P. H. **Tarifas de Energia:** Aspectos Conceituais e Metodológicos. 1. ed. São Paulo: MM Editora Ltda, 1993. 173 p

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Gabinete do ministro. **Transição energética: a mudança de energia que o planeta precisa.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/transicao-energetica-a-mudanca-de-energia-que-o-planeta-precisa>. Acesso em: 15 jun. 2024.

BRASIL. (2015). Convênio ICMS nº 16/2015. Brasília.

CRESESB. (2014). *Potencial Solar - SunData v 3.0*. Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Disponível em: <https://cresebs.cepel.br>. Acesso em: 2 ago. 2024.

EL-KHATTAM, W., SALAMA, M.M.A. **Distributed generation technologies, definitions and benefits**, 2004.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2021. **Anuário estatístico de energia elétrica**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2021.pdf . Acesso em: 17 jun. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional de 2023**.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-45/topico-79/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf> . Acesso em: 1 ago. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 5 ago. 2024.

FONSECA, Y. D.; BRUNI, A.L. **Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura**. Repositório da Universidade Federal da Bahia. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/bitstream/ri/25449/1/T%c3%a9cnicas%20de%20avalia%c3%a7%c3%a3o%20de%20investimentos%20uma%20breve%20revis%c3%a3o%20da%20literatura.pdf> Acesso em: 1 ago. 2024.

GREENER. 2024. Estudo Estratégico: Geração Distribuída | Dados de 2023. 2024. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2024/> Acesso em: 2 ago. 2024.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira**, 7ª ed. São Paulo: HARBRA, 2002.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 106 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/publico/Dissertacao_Renny_vfinal.pdf. Acesso em: 23 jun. 2022.

PORTAL SOLAR. **Geração distribuída de energia (GD): o que é, regras, benefícios e como fazer parte.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>>. Acesso em: 01 ago. 2024.

SANTOS, F. P. **Análise da instalação de usinas de geração distribuída fotovoltaica comunitária por meio da formação de consórcio.** 2019, 33 f. Relatório final (Curso de Engenharia Agrícola e Ambiental). Universidade Federal de Viçosa, Viçosa – MG, 2019.

SEDGHISIGARCHI, Kourosh et al. **Residential Solar Systems: Technology, Net-metering, and Financial payback.** IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC), Montreal, p. 1-6, 2009.

ANEXOS

ANEXO A – EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2 KWP

LISTA DE MATERIAIS

ITEM	UNIDADE	QUANTIDADE
1 - 6016010907 - MODULO FV 575WP - MONO N TYPE (1500VCC) - HC - 35MM; (JKM575N-72HL4-V) JINKO - PROMO	PC	4
2 - 6000011303 - PHB1500-XS, INVERSOR FV MONO 1500W/1MPPT/ DPS II	PC	1
3 - 6006020109 - QDCA/84, QUADRO DE PROT.CA-SOLAR (20A DJ.AC) MONOFÁSICO 220V	PC	1
4 - 2021039407 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	8
5 - 2021039902 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	4
6 - 2034001103 - GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	8
7 - 2034002003 - GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	4
8 - 2034002102 - ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	4
9 - 2034002508 - CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	4
10 - 2034005307 - GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	4
11 - 2034014202 - SUPORTE DE ALUMINIO TIPO H 100MM	PC	4
12 - 2034014301 - KIT SUPORTE DE ALUMINIO TIPO AG4	PC	2
13 - 2034016200 - GRAMPO DE ALUMINIO P/ TRILHO TIPO KS	PC	16
14 - 2034014608 - BASE FRONTAL DE ALUMINIO 120MM	PC	2
15 - 2034014707 - BASE TRASEIRA DE ALUMINIO 160MM	PC	2
16 - 2034063406 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (2,40M)	PC	4
17 - 2034072806 - PERFIL DE AL. SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MOD. FV (3,80M)	PC	2
18 - 2450003305 - CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	16
19 - 5207000202 - PASTA ANTIGRIPANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	1
20 - 6407030808 - CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 10°	CJ	2
21 - 0835000107 - CABO SOLAR PRETO COM PROTECAO UV 4,0MM2	M	25
22 - 0835000305 - CABO SOLAR VERMELHO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM²	M	25
23 - 0835000503 - CABO SOLAR VD/AMARELO COM PROTEÇÃO UV 6,0MM²	M	40
24 - 1011049907 - CONECTOR MC4 EVO MACHO+FEMEA P/ MODULO JINKO	PC	1

ANEXO B – EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 8 KWP

LISTA DE MATERIAIS

ITEM	UNIDADE	QUANTIDADE
1 - 6016010907 - MODULO FV 575WP - MONO N TYPE (1500VCC) - HC - 35MM; (JKM575N-72HL4-V) JINKO - PROMO	PC	14
2 - 6000015804 - PHB5000D-WS, INVERSOR FV MONO 220V/2MPPT/DPS II	PC	1
3 - 6006020208 - QDCA/85, QUADRO DE PROT.CA-SOLAR (32A DJ.AC) MONOFÁSICO 220V	PC	1
4 - 2021039407 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	8
5 - 2021039902 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	6
6 - 2034001103 - GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	8
7 - 2034002003 - GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	4
8 - 2034002102 - ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	14
9 - 2034002508 - CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	24
10 - 2034005307 - GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	24
11 - 2034014202 - SUPORTE DE ALUMINIO TIPO H 100MM	PC	6
12 - 2034014301 - KIT SUPORTE DE ALUMINIO TIPO AG4	PC	3
13 - 2034016200 - GRAMPO DE ALUMINIO P/ TRILHO TIPO KS	PC	24
14 - 2034014608 - BASE FRONTAL DE ALUMINIO 120MM	PC	3
15 - 2034014707 - BASE TRASEIRA DE ALUMINIO 160MM	PC	3
16 - 2034030608 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (4,10)	PC	8
17 - 2034031409 - EMENDA DE PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (0,4M)	PC	4
18 - 2034072806 - PERFIL DE AL. SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MOD. FV (3,80M)	PC	3
19 - 2405000173 - PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	PC	24
20 - 2450003305 - CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	24
21 - 5207000202 - PASTA ANTIGRIPANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	1
22 - 6407030808 - CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 10°	CJ	3
23 - 0835000107 - CABO SOLAR PRETO COM PROTECAO UV 4,0MM2	M	50
24 - 0835000305 - CABO SOLAR VERMELHO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM²	M	50
25 - 0835000503 - CABO SOLAR VD/AMARELO COM PROTEÇÃO UV 6,0MM²	M	40
26 - 1011049907 - CONECTOR MC4 EVO MACHO+FEMEA P/ MODULO JINKO	PC	3

ANEXO C – EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 30 KWP

LISTA DE MATERIAIS

ITEM	UNIDADE	QUANTIDADE
1 - 6016010808 - MODULO FV 575WP - MONO N TYPE (1500VCC) - HC - 35MM; (JKM575N-72HL4-V) JINKO	PC	52
2 - 6000013806 - PHB21KF-DT, INVERSOR FV TRI 380V/2MPPTS/DPS II	PC	1
3 - 6006017208 - QDCA/66, QUADRO DE PROT.CA-SOLAR (40A DJ.AC) TRIFÁSICO 380V	PC	1
4 - 2021039407 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	16
5 - 2021039902 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	20
6 - 2034001103 - GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	16
7 - 2034002003 - GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	8
8 - 2034002102 - ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	52
9 - 2034002508 - CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	96
10 - 2034005307 - GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	96
11 - 2034014202 - SUPORTE DE ALUMINIO TIPO H 100MM	PC	20
12 - 2034014301 - KIT SUPORTE DE ALUMINIO TIPO AG4	PC	10
13 - 2034016200 - GRAMPO DE ALUMINIO P/ TRILHO TIPO KS	PC	80
14 - 2034014608 - BASE FRONTAL DE ALUMINIO 120MM	PC	10
15 - 2034014707 - BASE TRASEIRA DE ALUMINIO 160MM	PC	10
16 - 2034028706 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (3,60)	PC	16
17 - 2034030905 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (3,95)	PC	16
18 - 2034031409 - EMENDA DE PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (0,4M)	PC	24
19 - 2034072806 - PERFIL DE AL. SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MOD. FV (3,80M)	PC	10
20 - 2405000173 - PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	PC	144
21 - 2450003305 - CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	80
22 - 5207000202 - PASTA ANTIGRIPANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	1
23 - 6407030808 - CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 10°	CJ	10
24 - 0835000107 - CABO SOLAR PRETO COM PROTECAO UV 4,0MM2	M	100
25 - 0835000305 - CABO SOLAR VERMELHO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM²	M	100
26 - 0835000503 - CABO SOLAR VD/AMARELO COM PROTEÇÃO UV 6,0MM²	M	45
27 - 1011049907 - CONECTOR MC4 EVO MACHO+FEMEA P/ MODULO JINKO	PC	5

ANEXO D – EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 50 KWP

LISTA DE MATERIAIS

ITEM	UNIDADE	QUANTIDADE
1 - 6016010808 - MODULO FV 575WP - MONO N TYPE (1500VCC) - HC - 35MM; (JKM575N-72HL4-V) JINKO	PC	88
2 - 6000008709 - PHB36K-MT,INVERSOR FOTOVOLTAICO	PC	1
3 - 6006022305 - QDCA/99, CJ.QUADRO DE PROT.CA-SOLAR(80A DJ. AC) TRIFASICO 380V/220V	PC	1
4 - 2021039407 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	16
5 - 2021039902 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	32
6 - 2034001103 - GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	16
7 - 2034002003 - GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	8
8 - 2034002102 - ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	88
9 - 2034002508 - CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	168
10 - 2034005307 - GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	168
11 - 2034014202 - SUPORTE DE ALUMINIO TIPO H 100MM	PC	32
12 - 2034014301 - KIT SUPORTE DE ALUMINIO TIPO AG4	PC	16
13 - 2034016200 - GRAMPO DE ALUMINIO P/ TRILHO TIPO KS	PC	128
14 - 2034014608 - BASE FRONTAL DE ALUMINIO 120MM	PC	16
15 - 2034014707 - BASE TRASEIRA DE ALUMINIO 160MM	PC	16
16 - 2034028805 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (3,50)	PC	40
17 - 2034030806 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (4,00)	PC	16
18 - 2034031409 - EMENDA DE PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (0,4M)	PC	48
19 - 2034072806 - PERFIL DE AL. SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MOD. FV (3,80M)	PC	16
20 - 2405000173 - PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	PC	288
21 - 2450003305 - CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	128
22 - 5207000202 - PASTA ANTIGRIPANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	2
23 - 6407030808 - CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 10°	CJ	16
24 - 0835000107 - CABO SOLAR PRETO COM PROTECAO UV 4,0MM2	M	150
25 - 0835000305 - CABO SOLAR VERMELHO COM PROTEÇÃO UV 4,0MM²	M	150
26 - 0835000503 - CABO SOLAR VD/AMARELO COM PROTEÇÃO UV 6,0MM²	M	45
27 - 1011049907 - CONECTOR MC4 EVO MACHO+FEMEA P/ MODULO JINKO	PC	8

ANEXO E – EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 70 KWP

LISTA DE MATERIAIS

ITEM	UNIDADE	QUANTIDADE
1 - 6016011005 - BYD 550WP (BYD550MLK-36) FINAME - CABOS 1400MM	PC	128
2 - 6000016407 - HMS-1800-4T, MICROINVERSOR MONO 220VCA/4MPPT (HOYMILES)	PC	32
3 - 6006025005 - QDCA/119, C.J. QUADRO PROT. (20A DJ.AC) MONO 220VCA C/ MEDIDOR	PC	1
4 - 6006025104 - QDCA/120, C.J. QUADRO PROT. (32A DJ.AC) MONO 220VCA C/ MEDIDOR	PC	10
5 - 2021039407 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL VIGA	PC	64
6 - 2021039902 - TAMPA DE PROTEÇÃO PERFIL TRAVESSA	PC	48
7 - 2034001103 - GRAMPO TERMINADOR 35MM EM ALUMÍNIO	PC	64
8 - 2034002003 - GRAMPO DE ATERRAMENTO	PC	32
9 - 2034002102 - ABRAÇADEIRAS DE AÇO PARA CABOS	PC	128
10 - 2034002508 - CLIP DE AÇO P/ ATERRAMENTO ESTRUTURA - MÓDULOS	PC	224
11 - 2034005307 - GRAMPO INTERMEDIÁRIO 35MM EM ALUMÍNIO	PC	224
12 - 2034014202 - SUPORTE DE ALUMINIO TIPO H 100MM	PC	48
13 - 2034014301 - KIT SUPORTE DE ALUMINIO TIPO AG4	PC	24
14 - 2034016200 - GRAMPO DE ALUMINIO P/ TRILHO TIPO KS	PC	192
15 - 2034092901 - KIT SUPORTE EXTENSOR P/ FIXACAO MICROINVERSOR	PC	32
16 - 2034014608 - BASE FRONTAL DE ALUMINIO 120MM	PC	24
17 - 2034014707 - BASE TRASEIRA DE ALUMINIO 160MM	PC	24
18 - 2034020506 - PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (4,65)	PC	64
19 - 2034031409 - EMENDA DE PERFIL DE ALUMINIO SOLO-VIGA ANODIZADO P/ MODULOS FV (0,4M)	PC	32
20 - 2034072707 - PERFIL DE AL. SOLO-TRAVESSA ANODIZADO P/ MOD. FV (3,60M)	PC	24
21 - 2405000173 - PARAFUSO AUTOBROCANTE 1/4	PC	192
22 - 2450003305 - CHUMBADOR M10X100MM DE ACO INOX TIPO AF COM PRISIONEIRO	PC	192
23 - 5207000202 - PASTA ANTIGRIPANTE C/ ALTO TEOR DE GRAFITE 30G	PC	3
24 - 6407030808 - CAVALETE P/ ESTRUTURA SOLO 10°	CJ	24
25 - 6021002005 - DTU LITE-S, SISTEMA DE MONITORAMENTO HOYMILES (até 20 microinversores)	PC	2
26 - 5001127107 - FERRAMENTA P/ CONECTOR TRONCO CA	PC	1
27 - 5001127206 - FERRAMENTA P/ DESTRAVAMENTO CONECTOR TRONCO CA	PC	1
28 - 6301173700 - CABO TRONCO PP 3X4MM² - 15M (2X MICROINVERSORES)	PC	1
29 - 6301174006 - CABO TRONCO PP 3X6MM² - 15M (3X MICROINVERSORES)	PC	10
30 - 6301176509 - CONJUNTO CABO CC EXTENSOR P MICROINVERSOR (BYD) - 1,4M	PC	64