

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**Estudo do impacto econômico da microgeração
fotovoltaica nas residências da cidade de Fortaleza, Brasil.**

Brunna Lima Porfirio de Sousa

Itajubá, abril de 2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**Estudo do impacto econômico da microgeração
fotovoltaica nas residências da cidade de Fortaleza, Brasil.**

Brunna Lima Porfirio de Sousa

**Dissertação submetido ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia de Energia
como parte dos requisitos para obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Energia.**

**Área de concentração: Engenharia de
Energia**

**Orientador: Prof. Dr. Juan José Garcia
Pabon**

**Coorientador: Prof. Dr. Diego Mauricio
Yepes Maya**

Itajubá, abril de 2023

AGRADECIMENTOS

Antes de tudo, agradecer a Deus, por sua infinita bondade e misericórdia, por ter me concedido graça para que pudesse alcançar meus objetivos, ter me concedido saúde e determinação para que as metas fossem conquistadas.

Aos meus pais, pelo apoio, compreensão, amor e carinho em mim depositados, sem eles não poderia ter conseguido chegar até aqui, pela grande preocupação em me ajudar nos momentos mais difíceis, por ser sempre o meu alicerce, a quem sempre me falou de quanto a educação é necessária, ao meu pai que sempre esteve presente em minha vida, fazendo o possível e o impossível para me ver bem. Vocês não fazem ideia do imenso amor que sinto por vocês e agradecer por sempre serem esses pais maravilhosos que sempre zelaram pelo melhor pra mim.

A minha irmã, Patrícia, por sempre me apoiar, sempre está ali pronta para me auxiliar no que estivesse ao seu alcance, ao meu irmão Arthur por ser sempre essa pessoa extrovertida, me alegrando em momentos difíceis, assim também como agradecer aos meus irmãos Micaela e Manuel pela força.

A minha avó, que sempre me apoiou, que me ensinou diversos valores essenciais para a vida de um ser humano, a quem amo demais, a quem me inspira a cada dia com sua força, sua determinação e superação, sendo uma mulher forte e guerreira, que não está mais aqui entre nós, mas que sempre será lembrada.

Ao meu orientador Prof. Dr. Juan José, a quem tenho imensa admiração pela grande profissional que é, por ter aceitado me orientar mesmo eu estando no Ceará, e por ter paciência comigo, mesmo em meio a tantas dificuldades e ao meu coorientador Prof. Dr. Diego Yepes.

A meu amigo Plácido que me apoiou durante a escrita desse trabalho, aos meus colegas de trabalho Dulce, Beatriz, Rebeca e Thales. E aos meus chefes Alessandra e Carlos por sempre apoiarem nessa caminhada, pois conciliar trabalho e estudo é bastante exaustivo. A meu namorado Edson, por sempre está comigo e sempre me apoiar nesse caminho tão arduo, mas que trará frutos. As minhas amigas Luziane e Júlia por sempre torcerem por mim.

À Unifei, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio. Aos meus colegas de turma que sempre me ajudaram no decorrer desses anos, em especial ao meu amigo Lamba Gomes, Julião, Marina, assim como aos demais colegas e parceiros nessa trajetória do mestrado.

RESUMO

O presente estudo visa a utilização de energia solar fotovoltaica na região Nordeste, mais precisamente na cidade de Fortaleza. O estudo inclui a análise da inserção de usinas fotovoltaicas nas residências de Fortaleza e sua viabilidade econômica em função das novas condições criadas depois do ano de 2020. Assim mesmo, alguns ajustes na cobrança da energia solar fotovoltaica foram feitos pela Lei 14300/2022 no início de 2023. Dessa forma, três sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica a nível residencial foram estudados, com potências distintas, mas dentro das faixas das mais utilizadas no setor residencial de Fortaleza. Cada usina levou-se em consideração três tipos de análise, com o direito adquirido, com a taxa de 100% do fio B e para o cenário atual levando em consideração o escalonamento da cobrança do Fio B que começa em 15%, em 2023, e vai aumentando linearmente até chegar ao 100% em 2029. Levou-se em consideração o cliente que obteve o sistema por pagamento à vista ou por financiamento. Foi realizado o estudo de viabilidade econômica, no qual foi utilizada uma inflação de 5,79% a.a., e um reajuste tarifário de 11,35% a.a nas três usinas, realizou-se também uma análise de sensibilidade a esta variável. A usina 1, com direito adquirido e pagamento à vista apresentou um VPL R\$167.938,78 e um tempo de retorno de o investimento (*payback*) de 4 anos e 10 meses; já com financiamento obteve-se um VPL de R\$151.622,81 e um *payback* de 7 anos e 5 meses com uma taxa de juros de 1,61a.m.. Destaca-se que o estudo apresentado neste trabalho determinou que a Lei 14300/2022 que entrou em vigor não torna o investimento inviável, uma vez que comparando os cenários antes e depois (para pagamento a vista) a diferença no tempo de retorno de investimento foi em médio de 1 ano e 6 meses para as três usinas. Para motivos de comparação a variação da inflação em $\pm 7\%$ afeta o *payback* em uma proporção maior do que a atualização da cobrança do FIO B.

Palavra-chave: energia fotovoltaica, análise econômica, setor residencial, Lei 14300/2022, cobrança FIO B.

ABSTRACT

The present study aims at the use of photovoltaic solar energy in the Northeast region, more precisely in the city of Fortaleza. The study includes the analysis of the insertion of photovoltaic plants in homes in Fortaleza and its economic viability in light of the new conditions created after the year 2020. Nevertheless, some adjustments to the charging for solar PV were made by Law 14300/2022 in early 2023. In this way, three photovoltaic systems for electricity generation at the residential level were studied, with distinct powers, but within the ranges of the most commonly used in the residential sector in Fortaleza. Each plant was taken into consideration three types of analysis, with the acquired right, with 100% taxation of Wire B and for the current scenario taking into account the staggered collection of Wire B that starts at 15% in 2023 and increases linearly until it reaches 100% in 2029. We took into consideration the customer who obtained the system by cash payment or by financing. The economic feasibility study was carried out, in which an inflation rate of 5.79% p.a., and a tariff adjustment of 11.35% p.a. in the three plants were used. Plant 1, with acquired rights and cash payment presented a NPV of R\$167,938.78 and a payback period of 4 years and 10 months; with financing, a NPV of R\$151,622.81 was obtained and a payback period of 7 years and 5 months with an interest rate of 1.61 p.m.. It is noteworthy that the study presented in this paper determined that Law 14300/2022 that came into effect does not make the investment unviable, since comparing the before and after scenarios (for cash payment) the difference in the return on investment time was an average of 1 year and 6 months for the three plants. For comparison the inflation variation of $\pm 7\%$ affects the payback to a greater extent than updating the FIO B charge.

Key words: photovoltaic power, economic analysis, housing sector, Law 14300/2022, FIO B charge.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede.....	18
Figura 2.2 - Proporção de Custos nas tarifas	22
Figura 2.3 - Sistema Fotovoltaico conectado à redes	23
Figura 2.4 - Redução da demanda de eletricidade após medidas de lockdown.....	31
Figura 2.5 - Consumo referente aos segmentos de indústria e comércio referente aos anos de 2018, 2019 e 2020 em MWh	32
Figura 2.6 - Número de conexões de sistemas fotovoltaicos no Ceará	37
Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia adotada	40
Figura 3.2 - Consumo mensal de energia elétrica no setor residencial no Nordeste	41
Figura 3.3 - Irradiação Global Horizontal – China.....	43
Figura 3.4 - Irradiação Global Horizontal – Alemanha.....	43
Figura 3.5 - Irradiação Global Horizontal – Brasil.....	44
Figura 3.6 - Consumidores da Classe Residencial de Fortaleza e a faixa de Potência do sistema	45
Figura 3.7 - Médias das componentes da tarifa de energia.....	49
Figura 3.8 - Valores das componentes TUSD e TE.....	49
Figura 4.1 - Previsão de economia no cenário de 100% do Fio B usina 1	55
Figura 4.2 - Previsão de economia no cenário com financiamento de 100% do Fio B usina 1	56
Figura 4.3 - Previsão de economia no cenário atual da usina 1 com direito adquirido	58
Figura 4.4 - Previsão de economia com direito adquirido com financiamento usina 1	59
Figura 4.5 - Previsão de economia da usina 1 considerando a cobrança escalonada ...	60
Figura 4.6 - Usina 1 com financiamento e no período transitório da Lei 14300/2022.	61
Figura 4.7 - Previsão de economia com direito adquirido da usina 2.....	63
Figura 4.8 - Economia com direito adquirido da usina 2 com financiamento.....	64
Figura 4.9 - Previsão de economia no cenário de 100% do Fio B usina 2	65
Figura 4.10 - Economia no cenário de 100% do Fio B usina 2 com financiamento	66
Figura 4.11 - Previsão de economia da usina 2 considerando a cobrança escalonada .	67
Figura 4.12 - Economia da usina 2 considerando a cobrança escalonada com financiamento	68
Figura 4.13 - Previsão de economia com direito adquirido usina 3	70

Figura 4.14 - Economia com direito adquirido usina 3 com financiamento	71
Figura 4.15 - Previsão de economia de 100% do Fio B da usina 3	72
Figura 4.16 - Economia de 100% do Fio B da usina 3 com financiamento	73
Figura 4.17 - Previsão de economia da usina 3 utilizando o escalonamento do Fio B	74
Figura 4.18 - Economia da usina 3 com escalonamento do fio B com financiamento.	75
Figura 4.19 - Comparação das 3 usinas em 100% do Fio B	77
Figura 4.20 - Comparação do direito adquirido para as 3 usinas	78
Figura 4.21 - Comparação das 3 usinas no período de transição da Lei 14300/2022.....	78
Figura 4.22 - Comparação das 3 usinas nos três momentos.....	79
Figura 4.23 - Usina 2 com 100% do Fio B e tempo de 3 anos de financiamento	85
Figura 4.24 - Usina 1 com direito adquirido e financiamento com reajuste tarifário anual de 4,35%	88
Figura 4.25 - Usina 2 100% Fio B à vista com reajuste tarifário anual de 4,35%.....	89
Figura 4.26 - Usina 3, período de transição e financiamento com reajuste tarifário anual de 4,35%	91

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Classificação do Grupo A baseado no nível de tensão de atendimento ...	25
Tabela 2.2 - Classificação do Grupo B de acordo com a classe e subclasse	26
Tabela 2.3 - Variação da carga mensal em relação ao mesmo mês do ano anterior	33
Tabela 2.4 - Capacidade Instalada (MW)	35
Tabela 2.5 - Consumo cativo por região e UF (GWh)	35
Tabela 2.6 - Consumo residencial do Ceará (GWh).....	35
Tabela 2.7 - Consumo residencial médio do Ceará (kWh/mês)	36
Tabela 2.8 - Quantitativo de consumidores residenciais do Ceará	36
Tabela 3.1 - Características técnicas da usina fotovoltaica 1	47
Tabela 3.2 - Características técnicas da usina fotovoltaica 2	47
Tabela 3.3 - Características técnicas da usina fotovoltaica 3	48
Tabela 4.1 - Dados da Usina 1 3,96kWp	57
Tabela 4.2 - Dados da Usina 2 4,36kWp	62
Tabela 4.3 - Dados da Usina 3 5,5kWp	69
Tabela 4.4 - Comparação Usinas	76
Tabela 4.5 - Usina 1 variações de juros	80
Tabela 4.6 - Usina 2 variações de juros	81
Tabela 4.7 - Usina 3 variações de juros	82
Tabela 4.8 - Usina 1 redução do tempo	83
Tabela 4.9 - Usina 2 redução do tempo	84
Tabela 4.10 - Usina 3 redução do tempo	85
Tabela 4.11 - Usina 1 variação de reajuste tarifário anual.....	87
Tabela 4.12 - Usina 2 variação de reajuste tarifário anual.....	88
Tabela 4.13 - Usina 3 variação de reajuste tarifário anual.....	90

ÍNDICE DE SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDS - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CNPJ - Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

CREA - Conselho Federal de Engenharia e Agronomia

EER - Encargos de Energia de Reserva

ESS - Encargos de Serviços do Sistema

GD – Geração Distribuída

ONS - Operador Nacional do Sistema

PEE - Programa de Eficiência Energética

PRODIST - Procedimentos da Distribuição de Energia Elétrica Nacional

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

TE – Tarifa de Energia

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TUST – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição

UC - Unidade Consumidora

UFU - Universidade Federal de Uberlândia

USP - Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	Objetivos	14
1.1.1	Objetivo principal.....	14
1.1.2	Objetivos específicos.....	15
1.2	Estrutura da dissertação.....	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	Sistema Solar Fotovoltaico.....	17
2.2	Sistemas Fotovoltaicos e rede de distribuição	17
2.3	Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos.....	19
2.4	Tarifação.....	21
2.4.1	Estrutura Tarifária.....	21
2.4.1.1	Parcela A.....	23
2.4.1.2	Parcela B.....	24
2.4.2	Classe Consumidora.....	24
2.4.2.1	Tarifa Branca.....	27
2.4.2.2	Bandeiras Tarifárias.....	29
2.5	Fontes de Financiamento.....	29
2.6	Impactos da COVID-19 no setor elétrico.....	31
2.7	Dados referentes ao local de estudo	34
2.7.1	Informações dos dados de consumo referente ao Estado do Ceará.....	34
2.8	Lei 14300/2022	37
3	METODOLOGIA.....	39
3.1	Mapeamento do local de estudo	41
3.1.1	Índice de Insolação.....	41
3.2	Geração das Usinas Fotovoltaicos.....	44

3.3 Estudo de Caso	49
3.3.1 Médias das componentes da tarifa de energia	49
3.3.2 Viabilidade Econômica.....	50
3.3.2.1 Tempo de retorno do investimento: Payback.....	51
3.3.2.2 Valor Presente Líquido (VPL).....	52
3.3.2.3 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	53
3.4 Análise de Sensibilidade	53
4 RESULTADOS	54
4.1 Usina Fotovoltaica Junto à Carga.....	54
4.1.1 Cenário 1.....	55
4.1.1.1 100% do Fio B À vista vs Financiamento Usina 1	56
4.1.1.2 Direito Adquirido À vista vs Financiamento Usina 1	58
4.1.1.3 Período de transição À vista vs Financiamento Usina 1	61
4.1.2 Cenário 2.....	62
4.1.2.1 Direito Adquirido À vista vs Financiamento Usina 1	64
4.1.2.2 100% do Fio B À vista vs Financiamento Usina 1	65
4.1.2.3 Período de transição À vista vs Financiamento Usina 1	67
4.1.3 Cenário 3.....	68
4.1.3.1 Direito Adquirido À vista vs Financiamento Usina 1	70
4.1.3.2 100% do Fio B À vista vs Financiamento Usina 1	72
4.1.3.3 Período de transição À vista vs Financiamento Usina 1	74
4.2 Comparação das Usinas À vista vs Financiamento.....	75
4.3 Análise de sensibilidade	80
4.3.1 Variação de $\pm 0,5\%$ da taxa de juros ao mês do financiamento	80
4.3.2 Redução do período de financiamento para 3 anos.....	83
4.3.3 Variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual	86
5 CONCLUSÃO.....	92
6 TRABALHOS FUTUROS	93

REFERÊNCIAS.....94

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico em todo o mundo está passando por um processo de transformação impulsionado pelo crescimento dos recursos de energia renovável, e a necessidade dos sistemas de geração distribuída (GD), a partir de energia solar ou eólica, sistemas de armazenamento vêm sendo cada vez mais relevante para a sociedade (RAMOS, DEL CARPIO HUAYLLAS, *et al.*, 2020).

O que impossibilitou o crescimento da capacidade de transmissão e geração dos sistemas de energia elétrica foram as restrições econômicas impostas por políticas recessivas, no qual se deram na década de 90. Ocorreu congestionamentos nas vias de transmissão, controle da potência, o não atendimento da demanda e controle adequado do sistema. Por outro lado, o avanço das novas tecnologias possibilitou o acesso a inúmeros equipamentos eletrônicos que passaram a fazer parte do uso diário dos consumidores, assim como também equipamentos de utilidade pública, doméstica e produção industrial (FERRAZ, 2016).

Os sistemas de energia estão passando por um período de rápida evolução. O status anterior de grandes geradores centralizados operando dentro de um monopólio está sendo substituído por um paradigma dentro do qual, sustentabilidade e concorrência são prioridades-chave (PEC, 2010, SCHLEICHER-TAPPESER, 2012). Verticalmente, as concessionárias de energia integradas foram desmanteladas e ações competitivas de mercado foram estabelecidos para incentivar ao máximo uso efetivo dos recursos de geração e rede. O impulso para a sustentabilidade resultou na introdução de limites na emissão de carbono e, o mais importante, seguir adiante com metas ambiciosas de energia renovável. Sob a atual operação prática, grandes quantidades de sistemas caros e reservas operacionais são frequentemente necessárias para garantir a segurança de fornecimento de energia elétrica. Esta é uma questão particular em sistemas e energia com altas penetrações de geração incerta e renovável (CONNELL, PINSON, *et al.*, 2014).

A energia solar tem potencial de desempenhar o papel crucial na produção de energia e no custo-benefício da energia. Os módulos fotovoltaicos foram analisados e desenvolvido, tendo em vista novos conceitos de características de desempenho, maior vida útil e alta confiabilidade para lançamento no mercado (GREEN *et al.*, 2012). A questão do autoconsumo de energia elétrica aumentou devido às modificações no mercado global de energia e nas políticas governamentais. A energia gerada pelos sistemas locais fotovoltaicos ou híbridos fotovoltaicos e eólicos tem capacidade de fornecimento de energia suficiente para sistemas

acionados de pequeno a grande porte e reduzir o preço da eletricidade e taxas tarifárias (BENDA, 2015).

A energia solar corresponde a 2,5% da matriz elétrica brasileira (BEN, 2022), o que mostra que esta vêm crescendo ao decorrer dos anos. A energia solar fotovoltaica é a utilizada neste trabalho, e esta vêm passando por uma nova reformulação devido a Lei 14300/2022. A energia solar auxilia na redução da conta de energia, na redução de sobrecarga nas redes de distribuição das concessionárias, diminui também os impactos ambientais.

Foi neste aspecto que analisou-se os casos de inserção de energia solar fotovoltaica nas residências de Fortaleza e realizado o estudo de análise econômica para esse investimento, para obtenção do sistema de energia solar fotovoltaico a vista ou por financiamento bancário, considerando o direito adquirido, os clientes que aderirem em 2023 (período de transição da lei) e os clientes que aderirem com 100% da cobrança do Fio B, mostrando desta maneira, que é viável investir em um sistema solar fotovoltaico para o setor residencial.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo principal

O objetivo principal é avaliar a viabilidade econômica da inserção da geração distribuída em consumidores residenciais na região Nordeste do país, mas precisamente na cidade de Fortaleza – CE, no qual a conta de energia tem aumentado bastante devido os reajustes tarifários, e analisar esta viabilidade em três momentos, com direito adquirido, período de transição da lei e após a taxa de 100% do Fio B.

1.1.2 Objetivos específicos

- Analisar a inserção de sistema fotovoltaico no setor residencial mediante monitoramento de geração fotovoltaica em casos reais para buscar os dados de geração e consumo.
- Analisar a viabilidade econômica do sistema para o cliente que adquiriu mediante pagamento à vista ou financiamento bancário.
- Comparar a viabilidade econômica para os casos onde os consumidores ficaram no direito adquirido e após a taxaço do Fio B, de acordo com a Lei 14300/2022 e durante o período transitório.
- Comparar os meios de pagamento para obtenção do sistema.
- Realizar variações nos parâmetros como a taxa de juros, período de financiamento e reajuste tarifário anual e efetuar essa análise de sensibilidade para verificar os impactos que isso ocasiona.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta Dissertação é composta por 6 capítulos dividindo-se da seguinte forma:

- Capítulo 1 – Introdução com o enquadramento do tema da dissertação, aborda o tema da energia, energia fotovoltaica e os objetivos da dissertação. Este capítulo assenta essencialmente na forma como é vista a energia ao longo dos tempos até aos dias de hoje.
- Capítulo 2 – Aspectos Gerais do Recurso Solar, aborda as componentes teóricas como os Sistemas Fotovoltaicos e rede de distribuição, Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos, Tarifaço, Fontes de Financiamento, Impactos da COVID-19 no setor elétrico, Dados referentes ao local de estudo e Lei 14300/2022.
- Capítulo 3 – Metodologia adotada no trabalho, iniciando com o mapeamento do local de estudo, geração das Usinas Fotovoltaicas do estudo de caso abordado, realizou-se também a análise de viabilidade econômica para as 3 usinas do estudo de caso e análise de sensibilidade.

- Capítulo 4 – Caso de Estudo e análises de viabilidade econômica dos Cenários 1, 2 e 3, no qual abordou-se o direito adquirido, o período de transição da Lei Federal 14300/2022 e 100% da cobrança do Fio B. Observou-se o impacto da variação de alguns parâmetros como taxa de juros mensal do financiamento, redução no período de financiamento e variação no reajuste tarifário anual para a análise de sensibilidade.
- Capítulo 5 – Conclusões obtidas do estudo do setor residencial de Fortaleza-CE com a inserção de Energia Solar Fotovoltaica.
- Capítulo 6 – Ideias de trabalhos futuros, adequações e outras análises. Finalmente, a Dissertação termina com as Referências Bibliográficas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Os sistemas solares fotovoltaicos são demonstrados por meio de um gerador elementar, e este pode ser conectado em série ou paralelo. Os sistemas são compostos por várias células fotovoltaicas conectadas. Os primeiros geradores solares de eletricidade foram aplicados na parte de aeroespaciais ao redor do mundo. Após esse fato, houve o uso em sistemas isolados como telecomunicações, eletrificação rural, bombeamento de água e outros serviços energéticos, seus conceitos são atrativos de acordo com a sustentabilidade (MOREIRA, 2021).

Atualmente, o esquema de sistemas fotovoltaicos conectados à rede exige tipo de contrato com a concessionária de energia de acordo com regulamentação específica. Esse sistema é usado como um gerador que faz o uso de energia própria produzida na edificação, podendo entregar o excedente à rede de distribuição. Para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, outros componentes necessários para a conexão à rede elétrica precisam ser especificados, segundo a legislação vigente, como cabos e condutores, conexões elétricas, quadros de proteção CC/CA, caixas de *strings* e outros componentes. O projeto e dimensionamento básico de um sistema solar fotovoltaico autônomo ou isolado deve fazer parte do estudo e seleção de módulos fotovoltaicos, controladores de cargas e inversores, baterias ou bancos de baterias (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Por outro lado, os sistemas solares fotovoltaico não conectados à rede em regiões distantes das redes de serviços de eletricidade de fontes convencionais, mesmo com custos relativamente alto de investimento e *payback* longo (KALOGIROU,2013).

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Há duas categorias principais em que os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados: sistema fotovoltaico conectado à rede de energia elétrica, também conhecido como sistema *On*

Grid e sistema fotovoltaico isolado da rede de energia elétrica ou sistema *Off Grid* (ABNT, NBR 11704, 2008). De acordo com SILVA (2021), os módulos fotovoltaicos e os inversores são equipamentos usuais em ambos os sistemas.

A Figura 2.1 ilustra sistemas conectados à rede, no qual a potência produzida pelo gerador fotovoltaico, sem a utilização de acumuladores é entregue à rede elétrica. Com isso, é imprescindível que faça o uso de um inversor que preencha os requisitos de exigências de qualidade e segurança, para que não ocorra degradação do sistema elétrico ao qual está interligado ao gerador fotovoltaico (CRESESB, 2014).

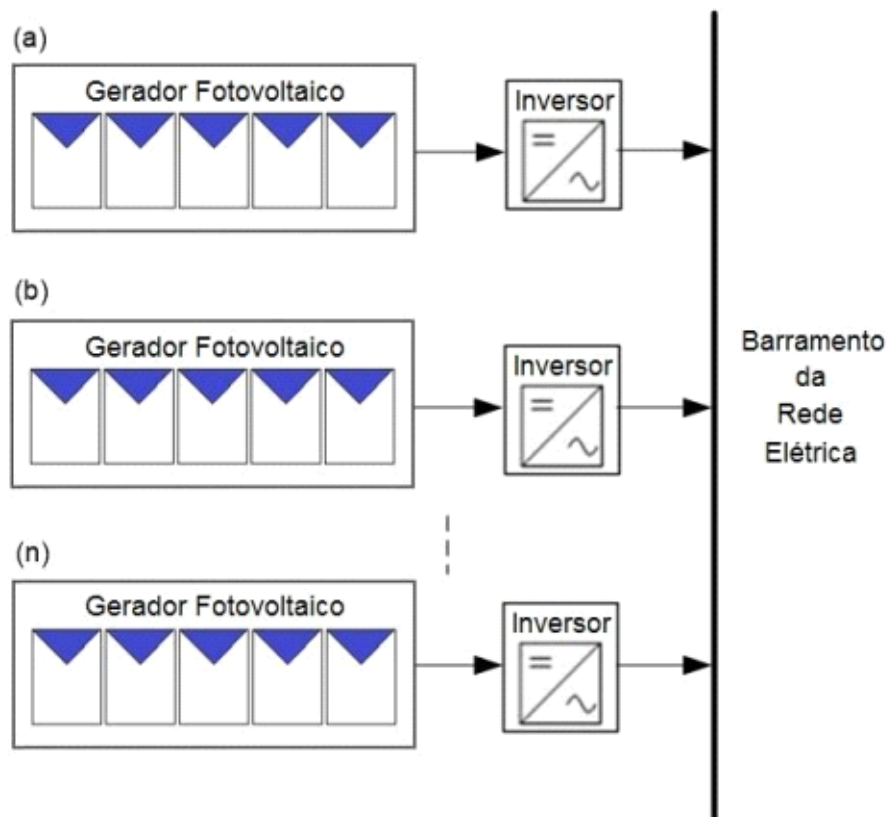


Figura 2.1 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede

FONTE: CRESESB, 2014.

De acordo com seu porte e localização, os sistemas conectados à rede podem ser divididos em:

- Sistema de geração centralizada: centrais de geração de grande porte, distante dos centros de carga, possuem desvantagens como elevados custos com a rede de transmissão para transporte da energia, além dos custos com a obtenção do terreno para construção da usina, porém podem ter economia de implantação mediante o ganho de escala, acarretando o aumento da competitividade do preço da energia produzida.

- Sistema de geração distribuída: ficam localizadas próximas aos centros de consumo, são centrais de menor porte, que podem ser instalados nos telhados ou até mesmo nas fachadas das edificações, sem haver necessidade de custos referentes a aquisição de terrenos, além de reduzir as perdas técnicas no transporte da energia, mas possui maior custo de implantação por unidade de potência, por não possuírem amplas escalas.

2.3 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Há a necessidade de conhecer a potência desejada de geração, para que ocorra o dimensionamento de uma central geradora fotovoltaica em autoconsumo remoto, a qual pode ser determinada pela Equação 1, no qual a central geradora fotovoltaica (FV) tem um certo rendimento intrínseco que limita a capacidade de geração, ou seja, é a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico de projeto, denominada de Taxa de Desempenho (TD). Esta relação trado das condições reais de operação de um sistema FV e suas perdas referentes a geração, podendo citar perdas por queda de tensão mediante à resistência de cabeamentos e conectores, sombreamento, eficiência dos inversores, sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos, entre outras. Uma TD entre 70 e 80% para sistemas conectados à rede, não sombreado, pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil (CRESESB, 2014).

$$P_{FV} = \left[\frac{E - E_{tf}}{TD} \right] \frac{1}{HSP_{ma}} \quad (1)$$

Onde:

P_{FV} : potência de pico do painel fotovoltaico (Wp);

E : consumo diário médio anual da edificação (Wh/dia);

E_{tf} : consumo diário médio anual referente à tarifa do consumo mínimo cobrado pela concessionária, também chamado de Taxa de Disponibilidade. Para sistemas Trifásicos, é tarifado um valor mínimo mensal equivalente a 100kWh/mês, independente da utilização. Para sistemas bifásicos, é tarifado 50kWh/mês e para sistemas monofásicos é tarifado 30kWh/mês. Estes valores são aplicáveis a consumidores do Grupo B (ANEEL, 2012);

TD : taxa de desempenho (adimensional);

HSP_{MA} : média diária anual das Horas de Sol Pleno (HSP) incidente no plano do painel fotovoltaico (h/dia).

A Equação 2, mostra que o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal (PNCA) do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico (PFV) encontrada anteriormente.

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{FV}} \quad (2)$$

FDI: fator de dimensionamento do inversor (adimensional);

PNCA: potência nominal em corrente alternada do inversor (W);

P_{FV} : potência pico do painel fotovoltaico (Wp).

De acordo com a literatura, sabe-se que os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores estão na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior é de 1,05 (CRESESB, 2014).

Um dos maiores riscos de haver dano no equipamento é mediante a ultrapassagem da tensão máxima de entrada, por isso o cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção. O painel FV estando em circuito aberto (V_{oc}) e em baixas temperaturas ocorre a máxima tensão.

A equação 3 é obtida pela razão da máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno para dimensionar o número máximo de módulos fotovoltaicos em série que pode ser conectado ao inversor. Normalmente, é em torno de 1000V, o valor informado nas folhas de dados técnicos do fabricante a tensão máxima suportada pelo módulo, com isso o número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo (CRESESB, 2014).

$$[N^{\circ}módulos_{FV_Série}] \times V_{OCTmin} < V_{inmax} \quad (3)$$

Onde:

$N^{\circ}módulos_{FV_Série}$: número de módulos fotovoltaicos conectados em série;

V_{inmax} : máxima tensão admitida pela entrada do inversor (V);

V_{OCTmin} : tensão em circuito aberto de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista (V).

A temperatura dos módulos fotovoltaicos no Brasil pode atingir valores superiores a 70°C, no verão, ocorrendo assim, à redução da tensão de Corrente Contínua (CC) do sistema, em virtude do coeficiente negativo de temperatura. É necessário avaliar se o número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão do painel seja superior à mínima tensão do sistema MPPT do inversor. A eficiência ficará comprometida e poderá provocar a sua

desconexão, caso a tensão do painel se reduza abaixo da mínima tensão de MPPT do inversor. Com isso, nos períodos frios, a tensão de potência máxima da Série FV na mínima temperatura de operação prevista, deve ser inferior a tensão máxima de operação do MPPT do inversor, de acordo com a Equação 4 (CRESESB, 2014).

$$N^{\circ}módulosFV_Paralelo < \frac{I_{inmáx}}{I_{SC}} \quad (4)$$

Onde:

$N^{\circ}módulosFV_Paralelo$: número máximo de módulos FV conectados em paralelo;

$I_{máx}$: corrente máxima admitida na entrada do inversor (A);

I_{sc} : corrente de curto – circuito do módulo fotovoltaico nas condições previstas de temperatura (A).

Portanto, essa sequência de equações, se faz necessário para verificação da compatibilidade dos equipamentos fotovoltaicos que devem ser utilizados dependendo da necessidade de geração.

2.4 TARIFAÇÃO

Os indicadores cruciais que garantem a funcionalidade das práticas de GLD, dá-se mediante a aplicação tarifária das concessionárias aos consumidores, no Brasil e no mundo.

2.4.1 Estrutura Tarifária

O preço da energia cobrado aos usuários, de maneira que haja um seguro da remuneração das concessionárias pelos serviços prestados e haja a geração de lucros para posteriores investimentos, fundamentais para a garantia do suprimento energético. É nesse sentido que as tarifas de energia são aplicadas, e essas são de responsabilidade da ANEEL (ANEEL, 2017).

A ANEEL faz a aplicação da tarifa sob duas componentes principais, para que as distribuidoras façam o levantamento dos componentes fundamentais para a homologação da tarifa. Essas componentes principais são a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e

a Tarifa de Energia (TE). A TUSD assume os custos relacionados com o transporte de energia, pelo uso das redes de distribuição e linhas de transmissão; no entanto, a TE tem relação com os custos de aquisição de energia para fins de abastecimento de seus consumidores (SILVA, 2013).

O chamado Reajuste Tarifário é uma variação anual das tarifas. Esse reajuste é de responsabilidade da ANEEL e varia segundo os gastos setoriais, perdas de energias, programas de incentivo, tempo de concerto, entre outros parâmetros de cada concessão. Percebe-se então, que a tarifa de energia não é unânime para todas as concessionárias do setor elétrico do país. Os Reajustes Tarifários se dão de acordo com fator de correção monetária (IGP-M) e o fator de eficiência (fator X) e isso ocorre anualmente, embora que os ajustes da parcela B são revisados a cada 4 anos (Revisão Tarifária) (ANEEL, 2017).

Em resumo, o custo da tarifa cobrada aos consumidores resume-se, de acordo com Silva (2013), na Equação 5 a seguir:

$$Tarifa_{efet} = \frac{TE+TUSD}{1-encargos} \quad (5)$$

Por outro lado, a tarifa pode ser dividida em “Parcela A” e “Parcela B”. A parcela A tem o maior peso sobre o valor final da energia (53%), seguido pelos tributos (29,5%). É perceptível visualizar a partir da Figura 2.2, o peso que as parcelas A e B e os demais tributos têm sobre a tarifa de energia.

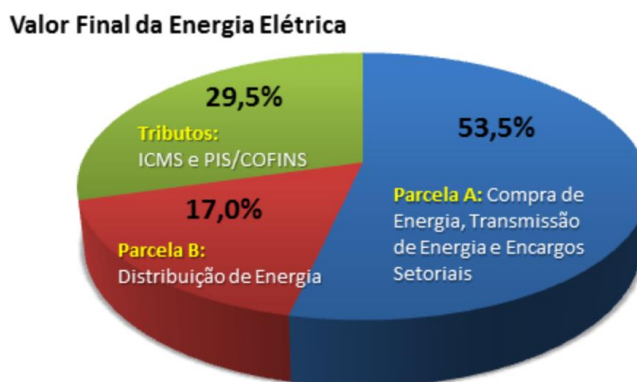


Figura 2.2 - Proporção de Custos nas tarifas

FONTE: MARTINEZ, 2017.

A Figura 2.3 ilustra os componentes tarifários TUSD que é a tarifa do uso do sistema de distribuição e a TE que é a tarifa de energia. Com isso, é possível observar que a parcela B pode ser representada pelo fio B, chegando à conclusão que um é igual ao outro. Já a parcela A ela representa toda TE e uma parte da TUSD. A distinção entre o fio A e o fio B, é que o primeiro é referente aos custos vinculados a transmissão de energia que é manutenção e operação e a

segunda diz respeito a todos os custos vinculados a infraestrutura da rede de distribuição até chegar na residência, comércio, etc.

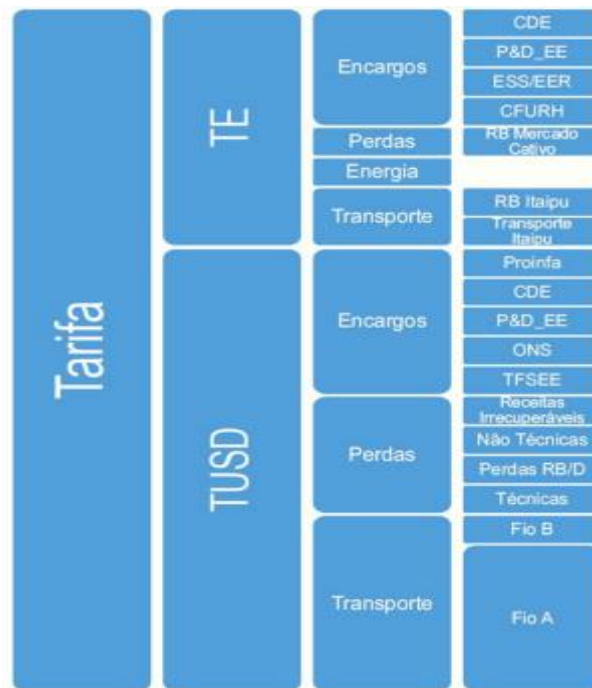


Figura 2.3 - Sistema Fotovoltaico conectado à redes

FONTE: GREENER, 2021.

2.4.1.1 Parcela A

A parcela A está atribuída aos custos não gerenciáveis (as distribuidoras não tem direito gerencial), referentes à aquisição de energia, transmissão e aos encargos setoriais. A aquisição de energia é referente aos custos relacionados a compra de energia. Estão contidos os custos referentes ao abastecimento de cada distribuidora e os custos com relação as perdas técnicas e não técnicas. A compra de energia para comercialização pode ser efetuada por meio de contratos bilaterais entre distribuidoras, contratos de ITAIPU, contrato de leilões e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (SILVA, 2013).

Encargos de Transmissão é a remuneração feita por empresas de geração, distribuição e consumidores do grupo A para empresas transmissoras pelo uso do SIN (rede básica de

transmissão de tensão igual ou superior a 230kV), para custear as mesmas com os investimentos das linhas e subestações (GOULART, 2015).

Segundo Silva (2013), os encargos setoriais que integram a parcela A da composição tarifária são, Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e dos Encargos de Energia de Reserva (EER); Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética (PEE) e Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS).

2.4.1.2 Parcela B

A parcela B contém os custos gerenciáveis (a distribuidora tem poder decisório) e é a parcela da tarifa referente aos custos de operação, manutenção e despesas de capital. Os custos de manutenção e operação diz respeito aos gastos relacionados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, a saber: medição e entrega de faturas, fiscalizações de unidades consumidoras (UC's), equipamentos para realização de atividades, administração, entre outros. (MARTINEZ, 2017).

Investimentos e depreciação de valores referem-se a viabilidade do serviço de distribuição e é dependente do Custo de Capital (custo de oportunidade dos recursos). Com isso, é possível notar que a depreciação está associada a taxa de depreciação dos bens da concessão, ou melhor, está interligada a recomposição do capital investido (ANEEL, 2017).

2.4.2 Classe Consumidora

Há dois grupos tarifários que abrangem as classes consumidoras, sendo eles o grupo A e o Grupo B, no Brasil. O grupo A (popularmente chamados de grupo de alta tensão), compreende os consumidores com tensão de fornecimento de igual ou superior a 2,3 kV. Neste

grupo, são faturados por meio do consumo (kWh) e o custo referente a demanda contratada (kW), e possuem uma tarifação binômia. Já o grupo B (consumidores de baixa tensão) compreende as unidades abastecidas por níveis de tensão de atendimento inferior a 2,3 kV (127 V ou 220 V). Os integrantes do grupo B são faturados apenas pelo consumo de energia (kWh) e possuem uma tarifação que é monômia (ANEEL, 2010).

A divisão se dá para instalações com carga igual ou superior a 75 kW: o consumidor pertence ao grupo A; e caso o somatório das cargas instaladas seja inferior a 75 kW, o consumidor integraliza o grupo B. Com isso, pode ser verificado que a demanda da instalação elétrica é o critério para que o consumidor pertença ao grupo A ou B.

A Resolução Normativa nº 414/2010(ANEEL, 2010) no Art.100 estabeleceu que o consumidor pode pertencer ao grupo A e ser tarifado na modalidade B, a chamada tarifação optante B. Para que o consumidor se enquadre nessa condição, algumas exigências descritas pela resolução devem ser satisfeitas:

I - a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA

II – a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural

III – a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores ou

IV – quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total (ANEEL, 2010).

Segundo a Resolução Normativa nº 414/2010(ANEEL, 2010), os grupos citados apresentam classes, subclasses e subgrupos próprios, e isso pode ser observado de acordo com a Tabela 2.1 e Tabela 2.2.

Tabela 2.1 - Classificação do Grupo A baseado no nível de tensão de atendimento	
Subgrupo	Níveis de Tensão
A1	Igual ou maior a 2,3kV
A2	88kV a 138kV
A3	69kV
A3a	30kV a 44kV

Tabela 2.1 - Classificação do Grupo A baseado no nível de tensão de atendimento

Subgrupo	Níveis de Tensão
A4	2,3kV a 25kV
AS	Sistemas subterrâneos com tensão inferior a 2,3kV

FONTE: Adaptado ANEEL, 2015.

Tabela 2.2 - Classificação do Grupo B de acordo com a classe e subclasse

Subgrupo	Classe	Subclasse
B1	Residencial	Residencial baixa renda
B2	Rural	Cooperativa eletrificação rural, industrial, rural, serviço de irrigação rural.
B3	Outras classes	Industrial, comercial, serviços públicos e poderes públicos.
B4	Iluminação Pública	-

FONTE: Adaptado ANEEL, 2015.

2.4.2.1 Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma modalidade de tarifação dinâmica aprovada pela ANEEL em novembro de 2011 (ANEEL, 2015). Sua modulação utiliza como fundação a variação do valor da energia de acordo com o dia da semana e o horário do consumo, aplicável a consumidores conectados em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts).

O Brasil conta com a modalidade tarifária branca, no contexto dos consumidores de baixa tensão, sendo esta, regulamentada pelo artigo 56-A da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 (ANEEL, 2010). A tarifa branca possui segmentação em três postos tarifários: (i) ponta; (ii) intermediário; e (iii) fora de ponta. A elegibilidade de adesão à tarifa branca foi gradativa, segundo os seguintes marcos: (i) 1º de janeiro de 2018 - para novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh; (ii) 1º de janeiro de 2019 - para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh; e (iii) 1º de janeiro de 2020 - para todas as unidades consumidoras (EPE, 2019a).

A maior parte dos consumidores brasileiros que utiliza a baixa tensão paga tarifas baseadas nos custos médios; no entanto, os custos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica variam ao longo do tempo. O comprometimento da confiabilidade do sistema elétrico, a oneração das tarifas e/ou o déficit de recursos energéticos para geração e o aumento das perdas ativas, são algumas ocultações dos efeitos da alta concentração de consumo de eletricidade no horário de ponta (usualmente registrado entre as 18 e 22 horas), com isto, esta simplificação tarifária torna-se desfavorável para o sistema elétrico (FERRAZ, 2016).

A aplicabilidade de uma tarifa com diferenciação horária resulta em uma das formas de reduzir o impacto dos picos de demanda de energia elétrica. Por meio da cobrança de uma taxa maior durante o horário de ponta, é causado o efeito do carregamento do sistema que se reflete no preço (MOGHADDAM; ABDOLLAHI; RASHIDINEJAD, 2011). Recentemente, foi homologada no Brasil pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tal diferenciação horária, usual para consumidores em alta tensão, para consumidores de baixa tensão, dentre eles, os residenciais. Uma alternativa à tarifa convencional (a qual possui o preço único da energia, em kWh), apresentando três diferentes custos da energia (em kWh), conforme os seguintes períodos do dia: fora de ponta, intermediário e ponta é a tarifa denominada “branca” (PRODIST, 2011). É relevante ressaltar que cada concessionária pode definir os horários de cada tarifa, mediante o perfil dos seus consumidores.

O principal intuito para a classificação de consumidores elegíveis à tarifa branca é de dar previsibilidade aos agentes distribuidores diante do novo modelo tarifário e tempo para a maturação da cadeia produtiva de medidores inteligentes, de acordo com a previsão da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 (ANEEL, 2010). As etapas de inserção da tarifa branca tiveram início em 2018 para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh e para novas ligações, em 2019 para consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh e em 2020 para todas as unidades consumidoras (EPE, 2019).

Uma tarifa do tipo TOU, é a tarifa branca, sendo que esta não se adequa a um tipo de tarifação dinâmica, uma vez que não reflete em tempo real as condições do sistema elétrico. No entanto, possui o intuito de mostrar ao consumidor um novo modelo de tarifação no qual o preço oscila ao longo das horas do dia, de maneira mais aderente ao preço no mercado atacadista, possibilitando desta forma um deslocamento da demanda para horários em que historicamente, a demanda máxima do sistema elétrico tem pouca probabilidade de ocorrência (EPE,2019).

A realização da análise de uma série de variáveis é crucial para a observação do comportamento dos consumidores sob tarifa branca, antes e depois das adesões. Esses dados podem ser utilizados para insumo dos estudos de planejamento energético, como também, para definição de uma futura tarifação dinâmica no Brasil. Certas informações devem ser observadas, tais como: Perfil da curva de carga e consumo médio mensal; Elasticidade dos grupos (residencial, comercial e industrial) de consumidores; Perfil de mudança por região, submercado, faixa de consumo, grupo e renda; Perfil de mudança por estações do ano (EPE,2019).

2.4.2.2 Bandeiras Tarifárias

Em 2015, o governo elaborou o Sistema de Bandeiras Tarifárias como mecanismo de transparecer mensalmente o real custo de geração para os consumidores segundo as condições climáticas, mediante a constituição da Resolução Normativa nº547/13 (ANEEL,2013). As bandeiras de energia se enquadram como um repasse de custo pela geração de energia por meio de fontes mais caras, uma vez que houve restrição do potencial de geração por parte das hidrelétricas em tempos que ocorra a diminuição de precipitação, provocando redução dos níveis de água nas barragens. Essa assertiva não é válida apenas para Roraima (RR) , em que as bandeiras tarifárias não são aplicadas, uma vez que seu sistema é isolado, ou seja, não integraliza o SIN (ANEEL, 2019).

O sistema de bandeiras contém três modalidades e suas cores foram originadas fazendo uma referência as indicações de alertas de um semáforo de trânsito, de acordo com a ANEEL (2020b). As bandeiras tarifárias são um meio de repasse do custo de geração, como já mencionado, quais sejam (ANEEL, 2020b):

- Bandeira verde: A tarifa não sofre nenhum acréscimo, pois as hidrelétricas se encontram em condições favoráveis para geração;
- Bandeira amarela: a geração se encontra em sinal de alerta e a tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,343 para cada 100 kWh consumidos;
- Bandeira vermelha: essa bandeira contém dois patamares de custos que se modifica por meio da situação de emergência para geração, indicando que as condições de geração estão se agravando. No Patamar 1, há condições em que a tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,169 para

cada 100 kWh consumido. No Patamar 2, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 6,243 para cada 100 kWh consumido.

Há uma comunicação com trinta dias de antecedência aos consumidores a respeito do tipo de bandeira que será utilizada, propiciando que o mesmo adapte seu consumo e diminua o valor da conta de luz do mês seguinte.

2.5 FONTES DE FINANCIAMENTO

A viabilidade técnica, econômica e financeira é necessária para que haja a absorção de uma nova tecnologia no mercado. A viabilidade econômica é comprovada pelos métodos de investimentos, certificando que o projeto agrega maior valor à empresa, levando em consideração outras oportunidades de risco, enquanto a viabilidade financeira equivale em dispor dos recursos básicos para o projeto (Dal Zot & Castro, 2015).

Segundo Bordeaux-Rêgo, Paulo, Spritzer e Zotes (2013), há quatro tipos de financiamentos. O primeiro se refere ao financiamento interno que visa a prática da retenção de lucros. Já o segundo e o terceiro fazem o uso de capital de terceiros via dívidas ou emissão de ações. E por último, tem-se a modalidade externa que utilizam instrumentos híbridos, ou seja, uma junção de dívida e capital próprio.

Os agentes financeiros estão disponibilizando linhas de crédito para financiamento de projetos de energia solar fotovoltaica. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDS) alterou a regra de financiamento no dia 06 de maio de 2018, para que pessoas físicas e jurídicas a posterior a essa data pudessem financiar até 80% dos itens, podendo chegar até um valor de 30 milhões de reais por beneficiário (BNDS, 2018a).

O BNDS disponibiliza outras linhas de crédito além do Programa Fundo Clima, como o BNDS Finem – Geração de Energia, com as referidas condições, taxa de longo prazo (TLP) 7,04% referente ao ano de 2018, com acréscimos da remuneração do BNDES de 0,90% ao ano, e taxa de risco de crédito, variável de acordo com o risco do cliente e prazos de financiamento (BNDES, 2018b).

Há também outra linha de crédito disponibilizada pelo BNDS, no qual as condições do financiamento são: taxa de juros de 7% a.a., podendo financiar até 90% do projeto. Prazo máximo de pagamento de 10 anos, com carência de até três anos. Essa linha de crédito é

destinada a cooperativas e/ou cooperados com Programa de desenvolvimento cooperativo para agregação de valor à produção agropecuária (Prodecoop). Mediante o Prodecoop há a possibilidade de financiar a implantação de sistemas para geração e cogeração de energia (BNDES, 2018c).

O setor elétrico brasileiro em suas ações e projetos, possui linhas de créditos por órgãos e bancos públicos, ressaltando o BNDS, o qual acelerou a expansão das atividades de geração de energia renovável, como também segurança em sua geração e distribuição de energia, e pesquisas eficientes (CONFESSOR; SANTOS, 2020; MENDONÇA et al., 2019; TORINELLI; SILVA JUNIOR; ANDRADE, 2018). Há outros bancos que contribuíram consideravelmente para que esse progresso fosse possível como o Banco do Brasil, Banco do Nordeste e Caixa Econômica Federal (MENDONÇA et al., 2019).

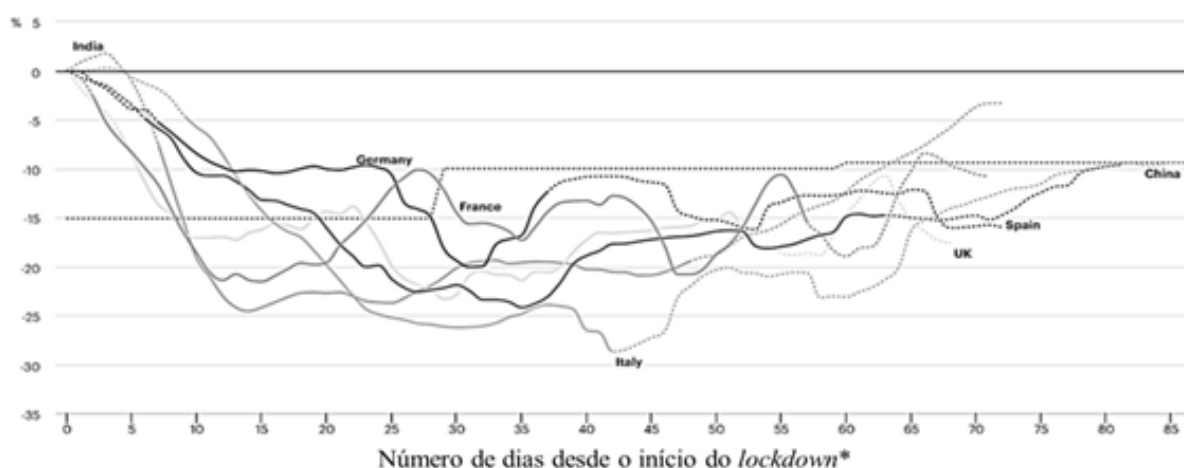
Muitos países vêm subsidiando investimentos em geração de energia renovável, com o propósito de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Embora essa ação tenha sido fundamental para o crescimento do setor, esse suporte governamental vem sendo reduzido (HAGSPIEL et al., 2020). A exemplo, pode-se citar a China, no qual vêm investindo bastante em energia renovável, todavia, a maturidade que o mercado vem desenvolvendo, comprova a necessidade de modificações dessas políticas para atender todo o potencial de geração do país (FAN et al., 2020).

Os governos desenvolveram seus mercados em todo mundo, mediante leilões de e energia, certames de contratação de geração e distribuição de energia (MACGILL; BRUCE; YOUNG, 2019; PIMENTEL DA SILVA et al., 2019; PINTO et al., 2020). Entretanto, os baixos preços praticados pelos leilões, faz com que se obtenha taxas de retorno abaixo das exigidas pelo mercado, isso se dá pelo fato de que o mercado é regulado pelo Estado por meio de tarifas controladas por um período extenso que forçam as empresas a operar com déficit financeiro (GOMES et al., 2018). Os potenciais investidores de longo prazo, foram suprimidos de se desenvolverem e se estabelecerem no país, mediante essa política econômica praticada há muito tempo encareceu os financiamentos (AMORIM; ORTIZ, 2020).

2.6 IMPACTOS DA COVID-19 NO SETOR ELÉTRICO

A quarentena acarretou impacto significativo na demanda de energia elétrica, em decorrência da parada da atividade econômica, e isso pode ser observado mais facilmente de acordo com a Figura 2.4. Afetou as receitas das empresas do setor, por causa da diminuição do nível de consumo, no qual modificou-se o perfil horário da demanda. O país mais afetado foi a Itália, no qual obteve 30% de redução nos períodos mais severos de isolamento (AIE, 2020b).

As demandas por eletricidade reduziram no período em que as restrições de mobilidade ocorreram, com diminuições significativas nos serviços e na indústria, no qual houve uma compensação parcial oriunda do maior uso residencial (Agência Internacional de Energia – AIE, 2020a). Com o decorrer do tempo, os dados de consumo de eletricidade puderam ser monitorados, para que possa ser viável analisar informações adicionais sobre os efeitos da crise da COVID-19 e os bloqueios associados. A publicação de dados diários advindos da IEA acerca da energia, fez com que houvesse a percepção de que países em *lockdown* apresentaram redução de 25% na demanda semanal de energia, ao mesmo tempo que países que efetuaram restrições parciais apresentaram queda de 18% (IEA, 2020b). A Revisão Global de Energia (IEA, 2020b) declarou que a redução na demanda de energia em 2020 deve ser sete vezes maior em relação ao valor alcançado após a crise financeira de 2008.



*Linhas tracejadas representam período de *lockdown* parcial, linhas contínuas *lockdown* completo

Figura 2.4 - Redução da demanda de eletricidade após medidas de lockdown

Fonte: AIE (2020c).

No Brasil, houve o forte impacto do consumo de eletricidade advindos das medidas de isolamento para contenção do novo coronavírus. O impacto foi de maneira diversificada, uma

vez que a utilização de eletricidade é mais distinta entre os segmentos de mercado. A maior variação se deu entre as atividades industriais, no qual os segmentos industrial e comercial foram os que apresentaram fortes reduções decorrentes do isolamento social. A diminuição do consumo foi de 28% no segmento industrial e 19% no segmento comercial e serviços, no período de abril de 2020 em comparação a abril de 2019. Tais dados puderam ser verificados mediante os dados disponibilizados pelas distribuidoras. Já o consumo residencial apresentou um aumento de 6% no mesmo período, pois, em função das medidas de isolamento social, as pessoas precisaram ficar mais em casa (ONS, 2020).

No início da pandemia de acordo com Clarke (2020), mediante o isolamento social e juntamente com isso, o fechamento de comércios e indústrias, os dados da ONS mostram que o consumo de energia teve uma queda de 26% nesses dois segmentos, tendo em vista o mesmo período referente ao período de abril e maio dos anos de 2018, 2019 e 2020 (Figura 2.5).

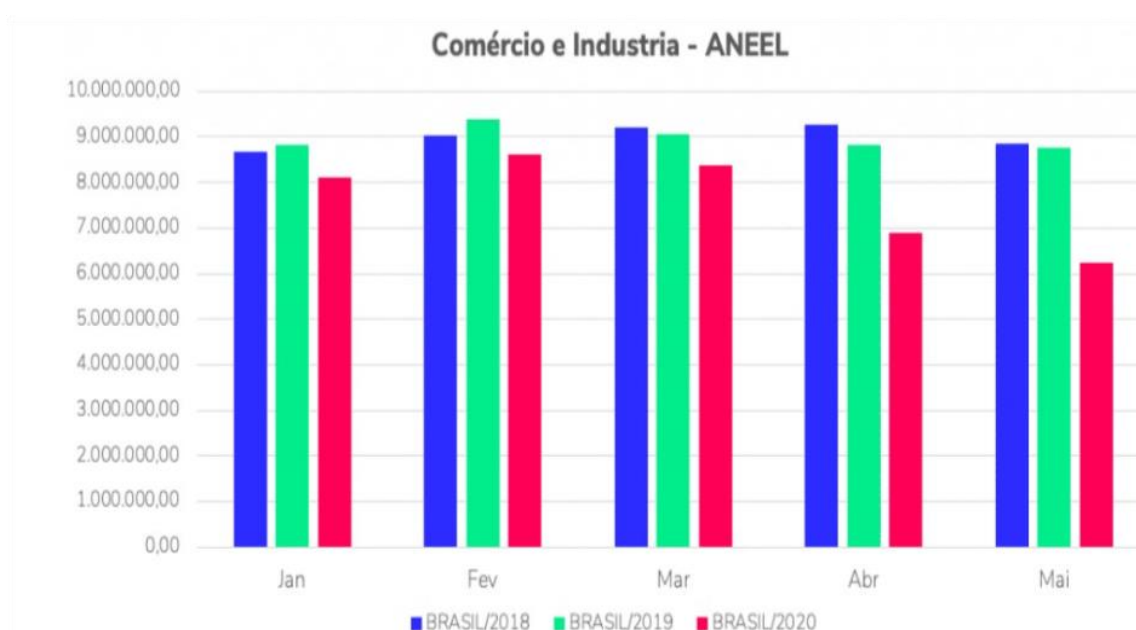


Figura 2.5 - Consumo referente aos segmentos de indústria e comércio referente aos anos de 2018, 2019 e 2020 em MWh

Fonte: ONS (2020).

Outro requisito importante de se levar em consideração foi a adoção da Resolução 878/2020 (ANEEL, 2020) no qual tinha como ressalva medidas de proteção aos consumidores e funcionários de concessionária, com a proibição de suspensão de energia por inadimplência e atendimentos não presenciais (ANEEL, 2020).

A Medida Provisória nº 950 (2020), referente ao Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, que diz respeito ao Decreto nº 10350, de 18 de maio de 2020, dispensou por 3

meses, as contas dos consumidores participantes da tarifa social (aproximadamente 13% das unidades consumidoras, 9 milhões) que possuíssem um consumo de 220kWh/mês, mediante a contribuição de R\$ 900 milhões do Tesouro na Conta de Desenvolvimento Energético. Como repasse de custos tarifários futuros, houve a autorização por meio da MP 950 (2020) de realização de empréstimos para equiponderar a perda da receita das distribuidoras.

O impacto da pandemia foi mais considerável no fim de março de 2020, na alta da crise da semana 20/04, no qual a queda de carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) foi de 15,4%. A redução do consumo posterior a este período foi menos relevante por causa do relaxamento das medidas de isolamento. A Tabela 2.3 compara a carga média de eletricidade em 2020, relativamente ao mesmo período de 2019, assim como, a redução na carga média de eletricidade em 2021, relativamente ao mesmo período de 2020 (ONS, 2020).

Tabela 2.3 - Variação da carga mensal em relação ao mesmo mês do ano anterior					
Período	SIN	Sudeste/Centro -Oeste	Sul	Nordeste	Norte
2019-2020			Variação (%)		
Março	- 0,6	- 1,7	4,4	- 1,8	- 0,3
Abril	- 11,6	- 12,5	- 11,0	- 10,9	- 7,3
Maió	- 10,2	- 11,3	- 7,7	- 11,4	- 5,9
Junho	- 3,4	- 3,9	- 0,7	- 5,1	- 1,7
Julho	0,4	0,4	1,0	- 1,0	1,8
Agosto	0,9	0,9	0,1	0,0	3,8
Setembro	3,8	3,6	5,0	3,2	4,1
Outubro	2,2	1,8	1,4	2,3	6,5
Novembro	0,9	1,1	1,7	- 0,8	1,2
2020-2021			Variação (%)		
Março	6,0	6,7	4,7	4,5	7,1
Abril	13,6	12,3	15,4	12,9	20,5
Maió	12,8	13,1	12,1	11,0	15,7
Junho	8,1	6,9	9,2	10,1	10,0
Julho	3,5	1,0	4,4	8,6	8,7
Agosto	4,7	3,0	5,9	7,8	7,8

Tabela 2.3 - Variação da carga mensal em relação ao mesmo mês do ano anterior

Período	SIN	Sudeste/Centro -Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Setembro	2,0	- 0,1	2,0	7,7	5,7
Outubro	- 3,4	- 6,0	- 3,4	2,3	2,3
Novembro	0,9	- 0,3	0,9	2,5	5,5

Fonte: Adaptado da ONS (2020).

A eletricidade é empregada na grande parte das atividades econômicas, o seu consumo é um indicador útil das flutuações econômicas, uma vez que o consumo de energia segue a atividade econômica (DESTEK, SINHA, 2020). Há demonstrações que mostram que a COVID-19 influenciou negativamente os mercados de energia (DUTTA *et al.*, 2020). A avaliação do impacto econômico de COVID-19 pode ser monitorado mediante o uso de eletricidade (CHEN, *et al.*, 2020).

A pandemia do novo coronavírus acarretou a perda de arrecadação das distribuidoras, pela diminuição do mercado ou pelo aumento da inadimplência, afetando deste modo, a aptidão de pagamento de todos os elementos de despesas cobertas pelo faturamento da distribuição que, se não houver redução, encaminham-se a recair totalmente sobre a parcela designada aos custos do serviço de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2020).

2.7 DADOS REFERENTES AO LOCAL DE ESTUDO

2.7.1 Informações dos dados de consumo referente ao Estado do Ceará

A Tabela 2.4, mostra a capacidade instalada em (MW) referente a geração de energia solar dos anos de 2012 à 2021 do Brasil, do Nordeste e do Ceará, de acordo com os dados disponibilizados pela EPE.

Tabela 2.4 - Capacidade Instalada (MW)

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	(2021/ 2022)
Brasil										
120.974	126.743	133.913	140.858	150.338	157.112	162.840	170.118	174.737	181.610	3,9%
Nordeste										
19.789	22.137	24.993	26.883	29.803	32.505	35.063	36.311	40.401	44.951	11,3%
Ceará										
2.313	2.607	3.172	3.213	3.485	3.715	4.364	4.445	4.579	5.176	13,1

Fonte: Adaptado EPE, 2022.

O panorama do consumo de energia elétrica no Brasil pode ser dividido entre dois tipos de informações principais: consumo propriamente dito e número de consumidores. Com isso, foi elaborado uma tabela mostrando essas informações referentes ao estado do Ceará. A Tabela 2.5, vai mostrar o consumo da classe residencial cativa do Ceará, média do consumo mensal dessa região.

Tabela 2.5 - Consumo cativo por região e UF (GWh)

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	%(2021/ 2022)
Nordeste										
61.113	64.561	68.083	68.420	68.038	65.500	61.089	62.769	60.119	62.671	4,2%
Ceará										
8.872	9.473	10.082	10.100	10.177	9.507	9.577	9.931	9.688	10.531	8,7%

Fonte: Adaptado EPE, 2022.

A Tabela 2.6 mostra o consumo residencial do Ceará, esses dados foram retirados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica, publicado pela Empresa de Política Energética (EPE).

Tabela 2.6 - Consumo residencial do Ceará (GWh)

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	% (2021/ 2020)
3.357	3.751	4.021	3.933	4.129	4.075	4.335	4.586	4.884	5.509	12,8%

Fonte: Adaptado EPE, 2022.

A Tabela 2.7 mostra o consumo médio residencial do Ceará, esse dado foi obtido mediante o consumo da classe residencial dividido por unidades consumidoras residenciais.

Tabela 2.7 - Consumo residencial médio do Ceará (kWh/mês)										
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	% (2021/ 2020)
115	124	129	126	131	126	130	130	136	150	0,4%

Fonte: Adaptado EPE, 2022.

A Tabela 2.8 mostra de acordo com os dados obtidos no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2022, a quantidade de consumidores residenciais dentro do Estado do Ceará, com isso, pode-se observar a quantidade expressiva desta classe, mostrando a importância do estudo da inserção de sistema fotovoltaico nas residências.

Tabela 2.8 - Quantitativo de consumidores residenciais do Ceará			
2019	2021	2021	% (2021/2020)
2.935.298	2.994.418	3.060.243	2,2%

Fonte: Adaptado EPE, 2022.

A Figura 2.6 mostra acerca do aumento relevante de optantes a utilizarem sistemas de energia solar no Ceará, e como esse número dobrou em menos de 1 ano. O aumento dos projetos fotovoltaicos em residências, pequenos negócios, produtores rurais e prédios públicos estão relacionados diretamente com o elevado custo da energia elétrica no País, a queda dos preços solares e a oportunidade de enquadramento nas regras atuais.

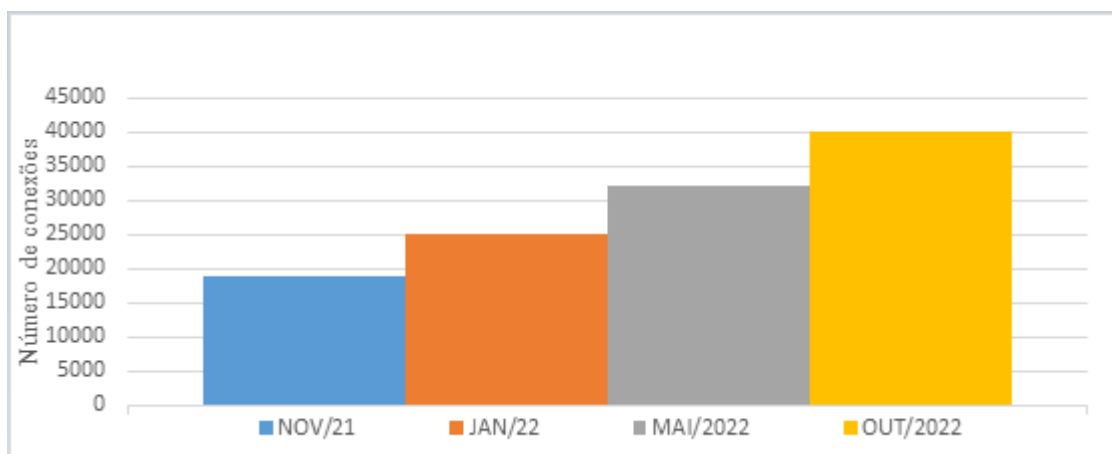


Figura 2.6 - Número de conexões de sistemas fotovoltaicos no Ceará

Fonte: Absolar, 2022.

2.8 LEI 14300/2022

Em 05/11/2019 houve a apresentação na câmara dos deputados federais em Brasília DF o Projeto de Lei n. 5.829/2019, o marco legal da micro e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Posterior a todas as contribuições dos agentes envolvidos e trâmites, ocorreu a aprovação em todas as instâncias legislativas foi sancionado pela Presidência da República e publicado em 07/01/2022, resultando na Lei Ordinária 14.300/2022.

A Lei 14.300/2022, que cria o Marco Legal da GD. Apesar de ter entrado em vigor nesta data, a legislação prevê um período de transição para projetos solicitados em até 12 meses contados da publicação da Lei. Com isso, todos os projetos em GD, já instalados ou cuja solicitação de acesso ocorram até o dia 7 de janeiro de 2023, serão válidos nas regras atuais de compensação previstas na Resolução 482 (Resolução Normativa n.º 482/2012), até o dia 31 de dezembro de 2045. Trata-se do chamado período de vacância.

O sistema elétrico nacional está diante de um novo marco legal a lei ordinária 14.300 a ser seguido a partir de 2023, novas questões surgem no contexto da MMDG. No sentido de equalizar o setor e promover políticas públicas face à modicidade tarifária, retorno sobre o investimento, remuneração da atividade com crescimento equilibrado da MMDG entre governo, distribuidoras, investidores, consumidores e prossumidores.

Se tratando da nova lei da energia solar 14.300/2022, têm-se uma nova taxaçaõ com o intuito de cobrir as despesas, geradas mediante o uso da infraestrutura que a distribuidora disponibiliza em períodos em que não há a geração simultânea de energia elétrica. Situação contrária do que ocorria até então, sendo que a antiga lei 5.829/2019, sanciona o abatimento de até 95% na conta de energia, crédito pertinente a sobra da energia gerada que é injetada na rede. Esta nova Lei passou a ser válida a partir do dia 06 janeiro de 2023. Para quem possuir este sistema fotovoltaico já instalado, terá esta nova taxaçaõ válida a partir do ano de 2045.

Na avaliação do Informativo Energia Elétrica, publicação da Tauil & Chequer Advogados (2022, p.3), esta lei “traz maior clareza, previsibilidade e segurança jurídica para o mercado de geração distribuída, representando uma importante inovação legislativa”. A Agência Nacional de Energia Elétrica e as distribuidoras terão 180 dias, contados da data da lei para se adaptarem à nova legislação federal para a sua aplicação. As unidades consumidoras que já estavam conectadas à rede elétrica na data da publicação da lei, e todas as demais que protocolarem solicitação de acesso em até 12 meses da publicação da lei, possuem o direito adquirido e tem como principais inovações os seguintes aspectos que o Marco Legal da GD disponibiliza:

- Instalações de iluminação pública poderão aderir ao SCEE;
- Diminuição do limite de potência para 3 MW para fontes não despacháveis (Ex: Solar);
- Opção de ser faturado como Grupo B, unidades consumidoras com geração local cuja potência nominal dos transformadores seja de até 36 112,5 Kva;
- Fim do pagamento do custo mínimo de disponibilidade em duplicidade;
- Possibilidade de transferência de excedentes de energia elétrica para outras unidades participantes de EMUC e/ou modalidades de geração compartilhada;
- Bandeiras tarifárias se aplicam apenas sobre o consumo de energia, e não sobre a energia excedente que foi compensada.

Com a publicação da Lei 14.300/2022, não diz que a Resolução Normativa 482/2012 foi revogada, uma vez que, a resolução permanece vigente, porém, com seus artigos sendo limitados a tudo que contrarie a Lei recém publicada. O Marco Legal da GD garante uma estabilidade para o setor, diminuem ou interrompem alguns problemas que eram recorrentes em relação à concessionárias de energia e consumidores, e com essa garantia, segundo os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), deverá ter cerca de 4 milhões de consumidores com GD e 34 GW instalados, até o ano de 2030.

3 METODOLOGIA

Esse capítulo trata dos métodos utilizados neste trabalho, no qual aborda três usinas com potência que são mais usuais no setor residencial de Fortaleza, e analisa a viabilidade econômica mediante os meios de obtenção do sistema solar fotovoltaico, seja mediante pagamento à vista ou financiamento bancário, com base nos cenários do consumidor que possui direito adquirido, que adquiriu no período de transição da lei ou após a taxaço de 100% do Fio B.

Uma nova lei (nº 14.300/2022) no Brasil foi implementada em 2023, ela faz ajustes na forma de precificar a energia consumida e gerada por um prosumidor em relação a companhia de energia. A Lei retrata que para projetos homologados até 06 de janeiro de 2023 não iniciará a cobrança gradativa do Fio B, diferentemente dos projetos homologados após essa data que passará a ser cobrado pelo Fio B, o Fio B é em média 28% do valor da TUSD, mas varia de acordo com a área de concessão

O Fio B nada mais é que um componente tarifário que faz parte da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TUSD Fio B, são os custos referentes ao uso da infraestrutura da rede de distribuição que é necessário para chegar até o local de fornecimento. O Fio B é um valor que é diferente para cada rede de concessão, sendo este calculado pela concessionária e validado pelo ANEEL.

Um dos objetivos deste trabalho é analisar a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico residencial, visando o cenário antes da Lei 14300/2022 entrar em vigor, no período transitório e após. Esta análise ocorreu baseada em casos reais do setor residencial, por meio do monitoramento da geração diária, mensal deste sistema para residências que aderiram a geração fotovoltaica.

A realização da análise econômica da inserção de sistemas fotovoltaicos no setor residencial foi analisada neste trabalho. A análise de tal inserção deu-se por meio do monitoramento de geração de energia solar. Finalmente, verificou-se o impacto dos clientes que possuem seu sistema solar fotovoltaico com direito adquirido, os clientes que estão aderindo no período transitório da Lei 14300/2022, no qual estes iniciam os pagamentos referentes ao Fio B em porcentagem de forma escalonada até chegar aos 100% em 2029, e para os consumidores que já adquirirem com 100% da taxaço referente ao Fio B. Essa mesma análise foi feita baseada nos mesmos dados das usinas considerando o pagamento mediante financiamento pela plataforma do banco Santander, com o prazo de 60 meses e o juros de 1,61% a.m..

Realizou-se também uma análise de sensibilidade, no qual houve a variação dos juros do financiamento em $\pm 0,5\%$, o tempo para 36 meses e o reajuste tarifário anual em $\pm 7\%$. A Figura 3.1 ilustra um fluxograma resumo da metodologia adotada neste trabalho, para uma usina genérica, no qual esta será analisada economicamente com duas maneiras de obtenção do sistema fotovoltaico, sendo os meios de pagamento à vista e financiamento.

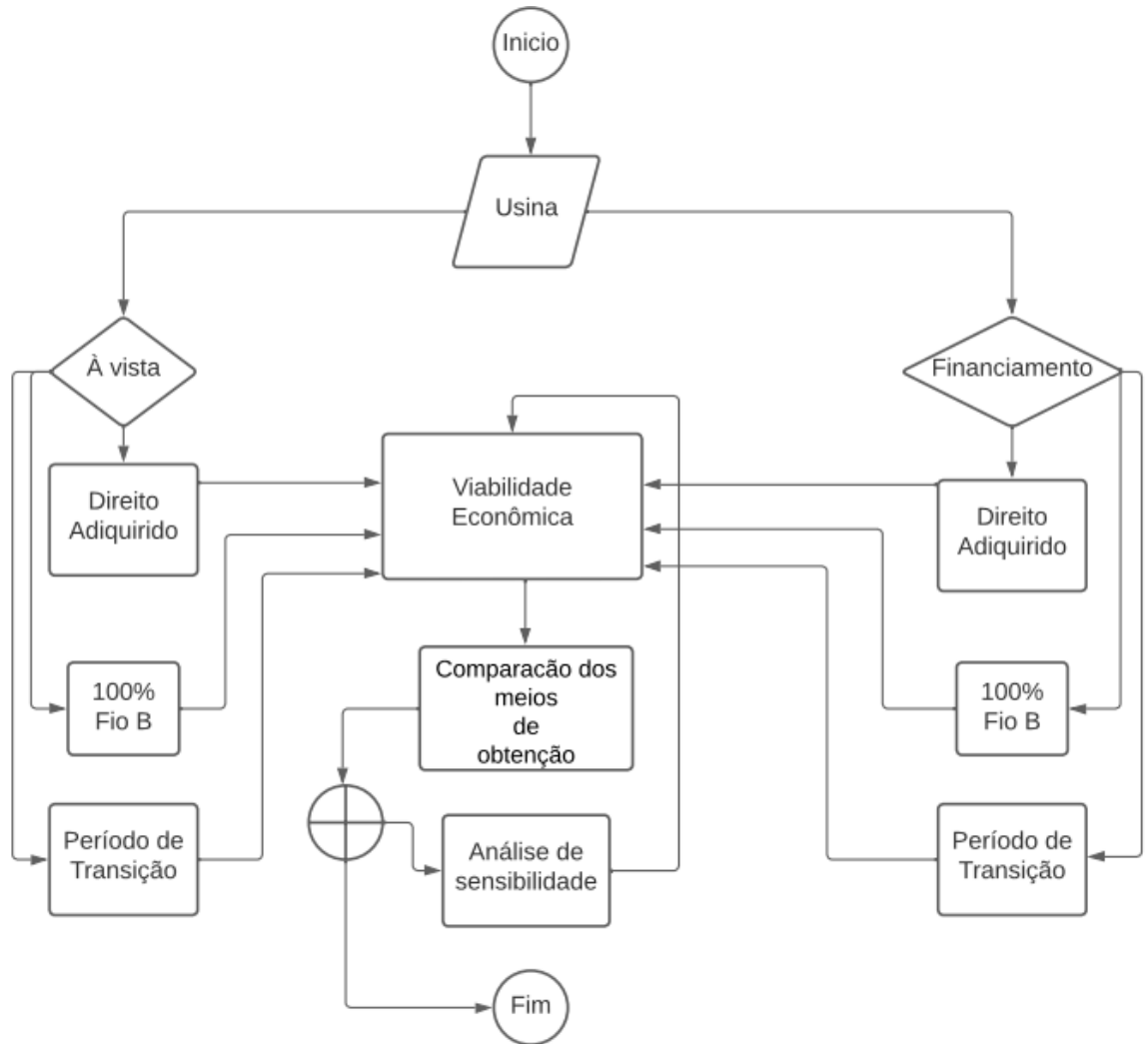


Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia adotada

Fonte: Próprio Autor.

3.1 MAPEAMENTO DO LOCAL DE ESTUDO

No Brasil, em geral, os meses de janeiro e fevereiro, são os responsáveis por um maior consumo. A Figura 3.2 mostra o consumo de eletricidade do setor residencial nordestino no período de janeiro a novembro dos anos de 2020 e 2021, de acordo com os dados da EPE (EPE, 2022), essa análise serve para verificarmos como se comporta o público em estudo.

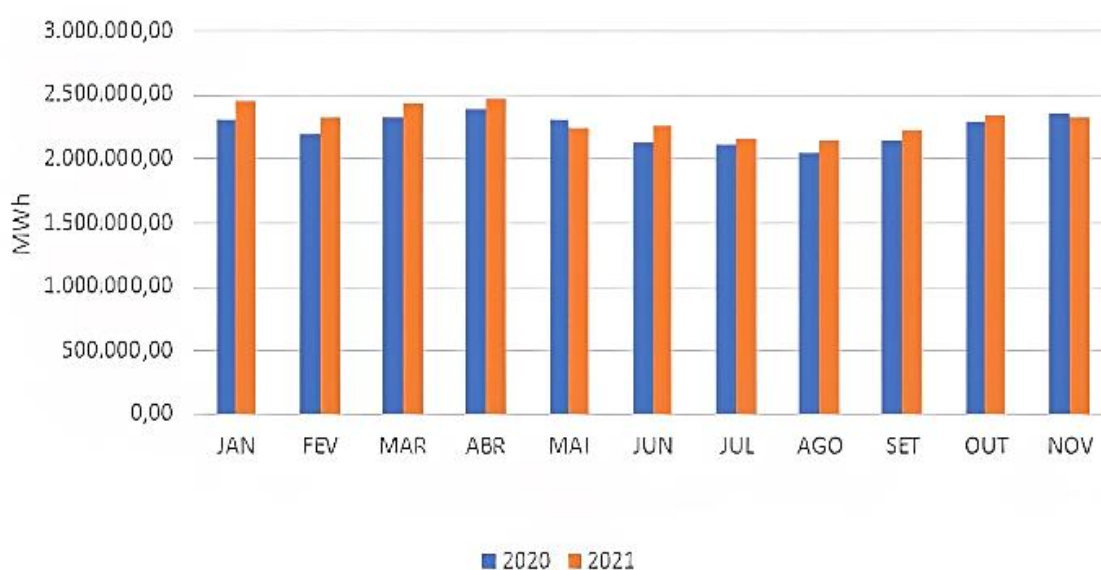


Figura 3.2 - Consumo mensal de energia elétrica no setor residencial no Nordeste

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de EPE (2020).

3.1.1 Índice de Insolação

O Atlas Brasileiro de Energia Solar fornece um banco de dados de radiação solar. Os dados fornecidos na consulta disponível no SunData é o da irradiação global no plano horizontal que contém informações de mais de 72.000 pontos em todo o território brasileiro com distâncias em torno de 10 km entre eles (CRESESB, 2022).

- **Busca por coordenadas:** O sistema de busca de localidades próximas se dá mediante a coordenada geográficas (latitude e longitude) do ponto de interesse. O SunData provê os dados de irradiação solar para no mínimo 3 localidades próximas do ponto em questão. São fornecidos os valores de irradiação solar, em kWh/m².dia no plano horizontal, correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano.

- **Cálculo da Irradiação no plano Inclinado:** Para cada uma das três localidades selecionadas são fornecidos os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal:

- a. Ângulo igual à latitude: utilizado como ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico
- b. Ângulo que disponibiliza o maior valor médio diário anual de irradiação solar: usual para casos nos quais é necessário a obtenção da maior geração anual de energia (aplicações de sistemas fotovoltaicos conectadas a rede de distribuição dentro do Sistema de Compensação de Energia, definido pela [Resolução Normativa da Aneel nº 482/12](#)).
- c. Ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar: utilizado para casos em que o fornecimento contínuo de energia elétrica é crítico para atividade fim e por isso procura-se minimizar o risco de falta de energia (CRESESB, 2022).

O Brasil se comparado a outros países, por exemplo, a China e Alemanha, países esses que a tecnologia fotovoltaica já está bem estabelecida, em estágio muito avançado tanto de pesquisa quanto de instalações, se sobressai por possuir elevado nível de irradiação solar e baixa variabilidade (JÚNIOR; SOUZA, 2017). As Figuras 3.3, 3.4, e 3.5, apresentam respectivamente os mapas da Irradiação para os países da China, Alemanha e Brasil. É notório que a região Sul do Brasil apresenta características mais similares às encontradas na China e Alemanha. O Brasil por apresentar um potencial energético solar que varia em quase todo seu território de 4,5 kWh/m² a 6,3 kWh/m², se comparado a Alemanha, que recebe 40% menos radiação do que o lugar menos ensolarado do Brasil.

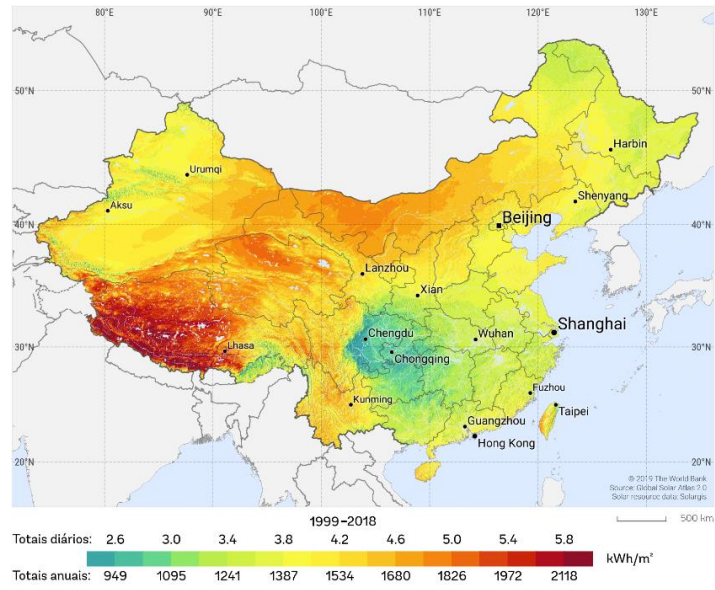


Figura 3.3 - Irradiação Global Horizontal – China

Fonte: SOLARGIS (2020)

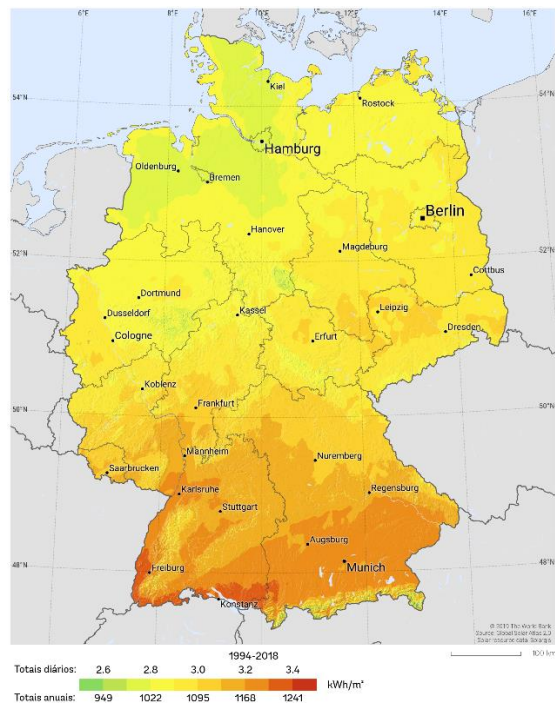


Figura 3.4 - Irradiação Global Horizontal – Alemanha

Fonte: SOLARGIS (2020).

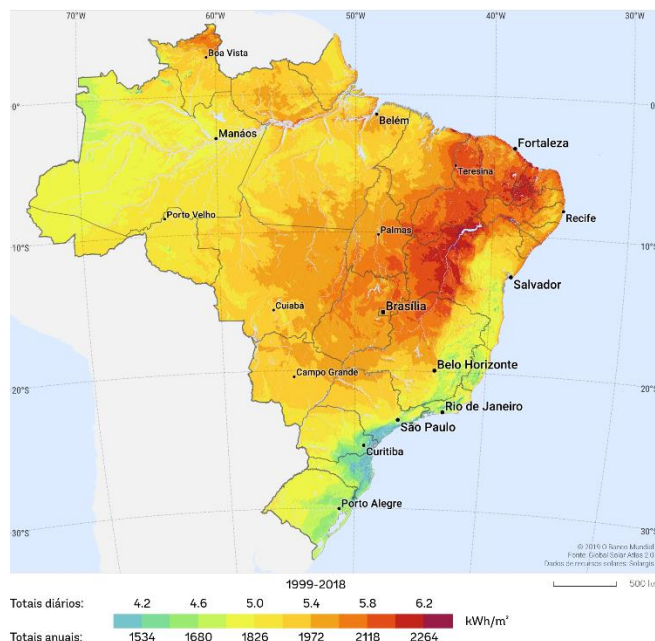


Figura 3.5 - Irradiação Global Horizontal – Brasil

Fonte: SOLARGIS (2020)

3.2 GERAÇÃO DAS USINAS FOTOVOLTAICAS

O acompanhamento da geração de energia de um sistema de geração fotovoltaico é feito por meio do portal de monitoramento, disponibilizado pelo fabricante do inversor/microinversor presente na usina solar.

A Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) determina que as unidades consumidoras (UC'S) com geração junto a carga, ou seja, a unidade consumidora localizada no mesmo ambiente onde está instalado o sistema fotovoltaico, deve ser utilizada para compensar o consumo da UC geradora, e em caso no qual há excedente de energia, armazenada na forma de créditos, podendo ser utilizados por até 60 meses.

De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que define o sistema de compensação de energia elétrica, a UC geradora tem prioridade de abastecimento, ou seja, havendo excedente de energia injetada na rede elétrica da concessionária, 100% do consumo da UC onde o sistema está instalado será abatido. Já para as demais UC's beneficiárias da usina fotovoltaica, a REN nº 482/2012 define que a energia injetada excedente, que não foi

utilizada na UC geradora, seja rateada no formato de porcentagem, que é definido pelo titular da fatura de energia.

O Sistema de informações de geração da ANEEL (SIGA) fornece todos os dados sobre Capacidade de geração do Brasil, possibilitando acesso as informações da matriz por fonte. Para o presente estudo se faz necessário a extração de dados advindos da geração distribuída de sistemas fotovoltaicos. Na Figura 3.6, é possível observar a adesão de consumidores da classe residencial de Fortaleza que optaram por aderir a inserção de sistemas fotovoltaicos em suas residências, esses dados são referentes a nove mil consumidores. O gráfico também mostra a faixa de potência (kWp) que esses consumidores aderiram.

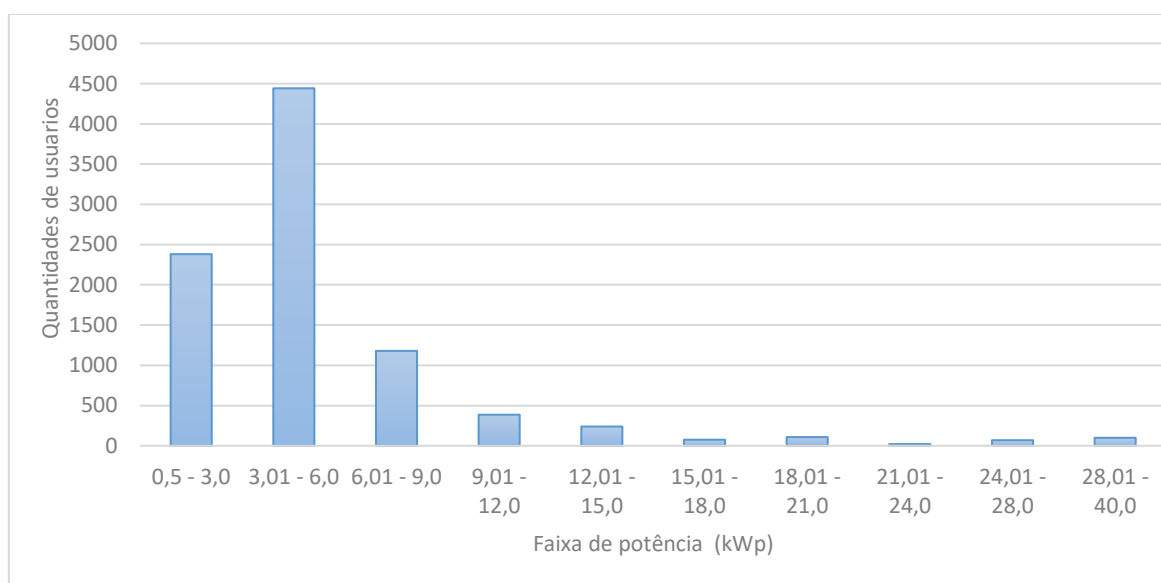


Figura 3.6 - Consumidores da Classe Residencial de Fortaleza e a faixa de Potência do sistema

Fonte: Próprio Autor baseado nos dados da Aneel, 2022.

Na Figura 3.6 foi adotado a separação dessa quantidade de consumidores pela faixa de potência do sistema escolhido, com isso, pode-se perceber que a maior parte do público em estudo optou pela faixa de potência entre 3,01kWp à 6,0kWp. Com isso, percebe-se que essa faixa é a mais comum para o público da classe residencial de Fortaleza. Baseado nisso, o estudo realizado foi de 3 cenário de consumidores residências com potência na faixa das duas com mais adesão de consumidores.

As usinas em estudo possuem geração junto a carga, e sem UC's de rateio. Tendo em vista isso, a energia excedente da UC geradora, fica como créditos de energia, podendo ser utilizado posteriormente. A estimativa de consumo da usina é baseada nos dados de geração

específica obtidos no portal Global Atlas Solar. O cálculo para obter o número de painéis foi realizado a partir do consumo médio de energia e a forma de distribuição da energia.

$$E_c = E_{mm} - CD \quad (6)$$

Onde:

E_c = Energia de Compensação

E_{mm} = Energia Média de Consumo

CD = Tipo de Distribuição

A partir da energia de compensação encontrada para 30 dias, busca-se o valor dessa energia diária. No qual divide o valor encontrado por 30, conforme mostrado abaixo.

$$E_{cd} = E_c/30 \quad (7)$$

Onde:

E_{cd} = Energia de Compensação diária

E_c = Energia de Compensação

Posteriormente, necessita-se encontrar a radiação média na cidade de Fortaleza. A partir da radiação média e do valor da E_{cd} pode-se chegar a quanto de potência de energia tem que ser gerada, mostrada na fórmula a seguir:

$$W_p = E_{cd} / \text{Radiação} \quad (8)$$

Com o valor da potência que tem que ser gerada pelos painéis e a potência de cada painel, conclui-se o número de painéis a serem usados, a partir da equação 9:

$$N^\circ \text{ painéis} = W_p / P_{\text{painel}} \quad (9)$$

P_{painel} = Potência de cada painel

O cálculo, inclui-se a eficiência dos inversores de acordo com os respectivos *Datasheets*, a radiação diária média de acordo com os dados coletados na base de dados do CRESESB considerando a localidade da instalação do sistema, a potência total instalada e as perdas possíveis do sistema devido ao cabeamento e outros. A equação utilizada para tal estimativa é dada pela Equação 10, dada por:

$$Geração_{\text{mensal}} = \frac{Potência_{\text{instalada}} \times Radiação_{\text{diária}} \times Eficiência_{\text{inversor}} \times 30 \text{ dias}}{1 + (perdas \text{ do sistema})} \quad (10)$$

A primeira usina fotovoltaica possui características descritas na Tabela 3.1. A Usina 1, trata-se de uma residência com uma geração mensal de 518kWh, composto por 12 módulos de 330Wp e utilizou 3 micros inversores do fabricante Hoymiles, o sistema possui uma potência de pico de 3,96kWp, que produz em média uma geração mensal de 518kWh, no qual o valor do sistema é de R\$20.000,00 à vista.

Tabela 3.1 - Características técnicas da usina fotovoltaica 1

Valor	R\$ 20.000,00
Local	Fortaleza-Ce
Qtde. de módulos	12
Potência dos módulos (Wp)	330
Qtde. de inversores	3
Marca dos inversores	Hoymiles
Potência nominal (kW)	3,6
Potência pico (kWp)	3,96
Geração mensal estimada (kWh)	518

Fonte: Próprio Autor.

A Usina 1 possui micro inversores da fabricante Hoymiles. O monitoramento é apresentado no portal do fabricante, onde exibe os dados de monitoramento por meio do link <https://global.hoymiles.com/>.

A Tabela 3.2, vai mostrar as características da segunda usina em estudo, no qual o consumo médio da residência é de 566kWh, possui 8 módulos de 545Wp, e 1 inversor Livoltek, com uma potência de pico de 4,36kWp e o valor de obtenção do sistema é de R\$20.617,00 à vista.

Tabela 3.2 - Características técnicas da usina fotovoltaica 2

Valor	R\$ 20.617,00
Local	Fortaleza-Ce
Qtde. de módulos	8
Potência dos módulos (Wp)	545
Qtde. de inversores	1
Marca dos inversores	Livoltek
Potência nominal (kW)	3
Potência pico (kWp)	4,36
Geração mensal estimada (kWh)	566

Fonte: Próprio Autor.

Para obter-se os dados reais de geração da usina fotovoltaica 2, é necessário acessar o portal de monitoramento da empresa LIVOLTEK, fabricante do inversor instalado na usina. O portal mencionado é o Livoltek Portal, acessado através do link <https://www.livoltek-portal.com/#/>. Com o portal é possível verificar a geração em diferentes períodos de tempo, onde desta forma é possível acompanhar se o sistema está funcionando normalmente, e se a geração atende os valores teóricos.

Os dados da Tabela 3.3, se trata da Usina 3 em estudo, no qual possui um consumo médio mensal de 722kWh, com 10 módulos de 550Wp e 3 micros inversores do fabricante DEYE, com uma potência de pico de 5,5kWp, e um valor de aquisição desse sistema de R\$26.000,00 à vista.

Tabela 3.3 - Características técnicas da usina fotovoltaica 3	
Valor	R\$ 26.000,00
Local	Fortaleza-Ce
Qtde. de módulos	10
Potência dos módulos (Wp)	550
Qtde. de inversores	3
Marca dos inversores	Deye
Potência nominal (kW)	4,8
Potência pico (kWp)	5,5
Geração mensal estimada (kWh)	722

Fonte: Próprio Autor.

3.3 ESTUDO DE CASO

3.3.1 Médias das componentes da tarifa de energia

As componentes tarifárias têm distintos percentuais de participação do total da tarifa de energia, dependendo da área de concessão que se localiza. Os valores das componentes tarifárias com base na média nacional estão descritos na Figura 3.7.

TARIFA DE ENERGIA					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	FIO A (trans.)	FIO B (distribuição)	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Figura 3.7 - Médias das componentes da tarifa de energia

Fonte: BRIGHT STRATEGIES, 2020.

Como visto na Figura 3.7 estão descritos os dados tarifários baseados na média nacional, mas este trabalho utilizou em suas análises as componentes tarifárias da própria concessionária da área em estudo que é a Enel CE para realizar a análise de dados, a Figura 3.8 mostra os valores das componentes TUSD e TE para o setor residencial, para o grupo B1 convencional, no qual a TE equivale à R\$0,38576/kWh e a TUSD à R\$0,53994/kWh.

DESCRIÇÃO DO FATURAMENTO									
Itens de Fatura	Unid.	Quant.	Preço unit (R\$) com tributos	Valor (R\$)	PIS/COFINS	Base Calc ICMS (R\$)	Aliquota ICMS	ICMS	Tarifa unit (R\$)
Energia Ativa Fornecida TE	kWh	363	0,38576	140,03	4,73	140,03	20,00%	28,00	0,29561
Energia Ativa Fornecida TUSD	kWh	363	0,53994	196,00	6,62	196,00	20,00%	39,20	0,41373
Energia Atv Inj TE mUC 01/2023 mPT	kWh	258	0,38574-	99,52-	3,36-	99,52-	20,00%	19,90-	0,29561
Energia Atv Inj TUSD mUC 01/2023 mPT	kWh	258	0,43202-	111,46-	4,72-	0,00	0,00%	0,00	0,41373
CIP ILUM PUB PREF MUNICIPAL				26,17	0,00	0,00	0,00%	0,00	
Subtotal Faturamento				125,05					
Subtotal Outros				26,17					
TOTAL				151,22	3,27	236,51		47,30	

Figura 3.8 - Valores das componentes TUSD e TE

Fonte: Enel CE, 2022.

Foi realizado estudo de viabilidade econômica nas três usinas em análise, observando o comportamento dessas usinas de acordo com cada cenário, com direito adquirido (sem a cobrança do Fio B), com a taxaço do Fio B (100% desta taxa) e para o período de transição

(escalonamento do pagamento da taxa do Fio B de forma escalonada até chegar em 100% em 2029), e essas comparações foram efetuadas também levando em consideração a forma de pagamento (à vista ou financiamento).

3.3.2 Viabilidade Econômica

A primeira etapa para analisar a viabilidade de um investimento é ponderar seus aspectos econômicos. Compreender se o investimento é rentável, e, caso exista várias possibilidades, qual a mais rentável. Essa etapa determina os parâmetros econômicos da decisão. Dois critérios a serem considerados são os financeiros e os imponderáveis, sendo o financeiro referente à disponibilidade de recursos para realizar o investimento, e o imponderável, diz respeito às repercussões que não podem facilmente ser convertidas em termos monetários (FILHO E KOPITTKKE, 2020)

A análise de investimentos refere-se a uma avaliação da viabilidade econômica dos investimentos, construída em um contexto que abrange uma série de parâmetros, critérios e objetivos. O maior desafio diz respeito à interpretação das ocorrências futuras. O fluxo de caixa representa a principal ferramenta de demonstrativo financeiro, cujo objetivo é projetar para períodos futuros todos os inputs (entradas) e outputs (saídas) de recursos financeiros e apontar como será o saldo de caixa para o período projetado (BROM E BALIAN, 2007).

A receita bruta abrange a receita total decorrente das atividades fim da empresa, essa receita bruta pode ser definida como toda a entrada de recursos que condiz com as atividades para as quais a empresa foi constituída. Para compreender a fórmula da receita bruta, basta multiplicar o valor do preço dos produtos e serviços que uma empresa oferece e multiplicar pela quantidade de bens vendidos. É necessário ainda, o desconto do investimento e amortização sobre o capital próprio para o tempo de 25 anos, que representa a média de vida útil do sistema de energia solar. Para analisar esses demonstrativos financeiros, serão aplicados os seguintes métodos: payback, valor presente líquido (VPL).

3.3.2.1 Tempo de retorno do investimento: Payback

Para analisar-se o impacto econômico da Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), em comparação com o cenário atual, analisou-se o *payback* dos investimentos nos dois cenários. Esse indicativo mostra o tempo em que a economia acumulada ultrapassa o valor do investimento inicial. Para o estudo, foi utilizado o *payback* composto, considerando uma taxa de ajuste de 11,35% anual, visto que este foi o valor médio para o reajuste tarifário em 2022.

Apesar da Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022) ter um período transitório de 6 anos após a sua aprovação, na análise, foi considerado o cenário de transição e também posterior ao período de transição, ou seja, onde 100% do FIO B, deverá ser cobrado. Com isso, foram analisados os extremos entre os impactos econômicos e o atual modelo de tarifação.

Payback é definido como o período em que ocorre o retorno do investimento inicial (BRITO, 2012). Esta metodologia pondera o tempo estimado para a recuperação do capital inicialmente investido, auxiliando na avaliação de grandes projetos.

O Payback, além de indicar o tempo de vinculação dos recursos a um dado projeto, apresenta, também, indicador auxiliar para liquidez e risco: quanto mais curto o payback, menor o risco e maior a liquidez do projeto e vice-versa.

Para calcular o Payback simples, basta utilizar a Equação 11:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de caixa com ganho do investimento}} \quad (11)$$

A regra de decisão do payback é dado conforme a seguir:

- a) Se o investimento se pagar dentro do período de tempo estabelecido pelo investidor, aceita-se o projeto de investimento;
- b) Se o investimento não se pagar dentro do período de tempo estabelecido pelo investidor, rejeita-se o projeto de investimento.

O Fluxo de caixa leva em consideração o reajuste tarifário anual, para se saber quando o cliente continuaria pagando a conta de energia sem a utilização de energia solar fotovoltaica a cada ano e também é utilizado para analisar a economia deste mesmo cliente durante o mesmo período com o uso da aquisição do sistema solar fotovoltaico, sendo o fluxo a diferença dessas duas situações.

3.3.2.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é baseado na soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para instante presente, ou seja, o investimento inicial. Também conhecido como método de avaliação de fluxos de caixa descontados, o VPL proporciona uma comparação entre o valor do investimento e o valor dos retornos esperados, com todos os valores considerados no momento atual (BROM E BALIAN, 2007).

O objetivo VPL é estimar, em valor atual, todos os fluxos de caixa pertinentes a um projeto, para isso faz-se uma estimativa do valor atual para os futuros fluxos de reais gerados e deduz-se o investimento feito inicialmente. Matematicamente, o VPL pode ser calculado conforme a Equação 12:

$$VPL = -Investimento + \left(\sum_{n=1}^x \frac{FCn}{(1+i)^n} \right) \quad (12)$$

onde:

VPL = valor presente líquido

FCn = fluxo de caixa após imposto no ano n

i = taxa de desconto ou de atratividade

n = vida do projeto em anos

Tem-se um preceito de decisão básica pelo método VPL, conforme a seguir:

a) Se $VPL > 0$: viável (aceita-se o projeto de investimento), pois os retornos oferecidos cobrirão o capital investido;

b) Se $VPL = 0$: indiferente, pois o retorno do investimento apenas cobrirá o capital investido e o retorno mínimo cobrado pelo investidor (não oferece qualquer vantagem ou ganho);

c) Se $VPL < 0$: rejeitado, pois os retornos oferecidos não cobrirão o capital investido acrescido do retorno mínimo exigido pelo investidor.

Para a taxa de desconto ou de atratividade, utilizou-se o valor da inflação de 2022 de 5,79% a.a., de acordo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

3.3.2.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno, é uma análise que indica a rentabilidade do investimento, indica a taxa de atratividade que faz com que o valor presente líquido seja nulo. Ou seja, se a rentabilidade for menor que a taxa de atratividade, o investimento será desvantajoso para o cliente. A TIR pode ser calculada igualando equação do valor presente líquido a zero:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (13)$$

Para: VPL = Valor presente líquido (R\$)

I_0 = Investimento (R\$)

F_t = Fluxo de caixa no período (R\$)

n = Vida útil do gerador (anos)

TIR = Taxa interna de retorno (% ao ano)

3.4 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Foi realizado uma análise de sensibilidade, no qual houve uma variação da taxa de juros mensal do financiamento em $\pm 0,5\%$, assim como também um redução no período do financiamento para 36 meses e uma variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual. Por outro lado, para o cliente que adquiriu o sistema mediante pagamento à vista a análise foi realizada apenas na variação do reajuste tarifário anual.

4 RESULTADOS

De acordo com este contexto, o presente trabalho mostra procura a situação atual dos usuários residências na cidade de Fortaleza que instalaram geração de eletricidade a partir de painéis fotovoltaicos, usando dados reais de consumo e geração. Serão classificadas as faixas de potência em que esse tipo de usuários se encontra, para fazer estudo de caso e a análise de viabilidade econômica mostrando o tempo de retorno com o direito adquirido e a previsão para o cenário após a nova Lei Federal nº 14.300/2022, levando em consideração os clientes que aderirem em 2023 que terá a cobrança do Fio B, de forma escalonada e considerando também 100% do Fio B. O estudo feito também analisou os sistemas adquiridos mediante pagamento à vista e financiamento, para abranger tanto o consumidor que possui capital disponível para investir, quanto aquele que não dispõe desse recurso ou que por outras questões escolhe optar pela linha de crédito. Foi realizada também uma análise de sensibilidade nos parâmetros da taxa de juros, tempo de financiamento e reajuste tarifário anual e analisado a viabilidade econômica.

4.1 USINA FOTOVOLTAICA JUNTO À CARGA

A concessionária para o estudo em questão é a Enel Ceará e o valor da TUSD Fio B do subgrupo B1 Convencional Residencial é de 0,28135R\$/kWh, sendo este o valor vigente pela Resolução Homologatória nº 3.060, de 12 de julho de 2022 com vigência até 21 de abril de 2023. Cada cenário usa uma usina fotovoltaica, e a partir dos dados reais de geração e consumo e levou em consideração o cliente com o sistema homologado antes do dia 06 de janeiro de 2023, ou seja, que tinha o direito adquirido. Outra análise após a taxa de 100% do Fio B e também a mesma usina homologada após 6 de janeiro e entrasse na cobrança do Fio B só que de maneira escalonada. Essa análise é feita em dois momentos, com a obtenção do sistema mediante pagamento à vista e financiamento bancário.

4.1.1 Cenário 1

4.1.1.1 100% do Fio B À vista vs Financiamento Usina 1

A Figura 4.1, apresenta a previsão de economia, baseado no cenário proposto pela Lei 14300/2022, na qual a concessionária é a Enel Ceará e o valor da TUSD Fio B do subgrupo B1 Convencional é de 0,28135R\$/kWh, sendo este o valor vigente em 2022. Com isso, vamos utilizar com o valor 100% do Fio B, para verificarmos a viabilidade de utilizar energia solar fotovoltaica nas residências de Fortaleza.

Investimento Inicial	R\$	20.000,00	Conta Atual	R\$	435,09	
Taxa de Desconto		5,79%	Conta prevista	R\$	218,52	
Reajuste anual na tarifa		11,35%	Economia Mensal	R\$	216,57	
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Ecônomoia
0	-R\$ 20.000,00	-R\$ 20.000,00	-R\$ 20.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 2.598,84	R\$ 2.456,60	-R\$ 17.543,40	R\$ 5.221,08	R\$ 2.622,24	R\$ 2.598,84
2	R\$ 2.893,81	R\$ 2.585,71	-R\$ 14.957,68	R\$ 5.813,67	R\$ 2.919,86	R\$ 2.893,81
3	R\$ 3.222,26	R\$ 2.731,01	-R\$ 12.236,07	R\$ 6.473,52	R\$ 3.251,27	R\$ 3.222,26
4	R\$ 3.587,98	R\$ 2.864,65	-R\$ 9.371,42	R\$ 7.208,27	R\$ 3.620,29	R\$ 3.587,98
5	R\$ 3.995,22	R\$ 3.015,21	-R\$ 6.356,21	R\$ 8.026,41	R\$ 4.031,19	R\$ 3.995,22
6	R\$ 4.448,67	R\$ 3.173,68	-R\$ 3.182,53	R\$ 8.937,41	R\$ 4.488,73	R\$ 4.448,67
7	R\$ 4.953,60	R\$ 3.340,48	R\$ 157,94	R\$ 9.951,80	R\$ 4.998,20	R\$ 4.953,60
8	R\$ 5.515,83	R\$ 3.516,04	R\$ 3.673,99	R\$ 11.081,33	R\$ 5.565,50	R\$ 5.515,83
9	R\$ 6.141,88	R\$ 3.700,84	R\$ 7.374,82	R\$ 12.339,06	R\$ 6.197,18	R\$ 6.141,88
10	R\$ 6.838,98	R\$ 3.895,34	R\$ 11.270,16	R\$ 13.739,54	R\$ 6.900,56	R\$ 6.838,98
11	R\$ 7.615,21	R\$ 4.100,07	R\$ 15.370,23	R\$ 15.298,98	R\$ 7.683,78	R\$ 7.615,21
12	R\$ 8.479,53	R\$ 4.315,55	R\$ 19.685,78	R\$ 17.035,42	R\$ 8.555,88	R\$ 8.479,53
13	R\$ 9.441,96	R\$ 4.542,37	R\$ 24.238,15	R\$ 18.968,94	R\$ 9.526,98	R\$ 9.441,96
14	R\$ 10.513,62	R\$ 4.781,10	R\$ 29.009,25	R\$ 21.121,91	R\$ 10.608,29	R\$ 10.513,62
15	R\$ 11.706,92	R\$ 5.032,38	R\$ 34.041,63	R\$ 23.519,25	R\$ 11.812,33	R\$ 11.706,92
16	R\$ 13.035,66	R\$ 5.296,87	R\$ 39.338,50	R\$ 26.188,68	R\$ 13.153,03	R\$ 13.035,66
17	R\$ 14.515,20	R\$ 5.575,25	R\$ 44.913,75	R\$ 29.161,10	R\$ 14.645,90	R\$ 14.515,20
18	R\$ 16.162,68	R\$ 5.868,27	R\$ 50.782,02	R\$ 32.470,88	R\$ 16.308,21	R\$ 16.162,68
19	R\$ 17.997,14	R\$ 6.176,69	R\$ 56.958,71	R\$ 36.156,33	R\$ 18.159,19	R\$ 17.997,14
20	R\$ 20.039,82	R\$ 6.501,32	R\$ 63.460,03	R\$ 40.260,07	R\$ 20.220,26	R\$ 20.039,82
21	R\$ 22.314,34	R\$ 6.843,01	R\$ 70.303,04	R\$ 44.829,59	R\$ 22.515,25	R\$ 22.314,34
22	R\$ 24.847,01	R\$ 7.202,66	R\$ 77.505,69	R\$ 49.917,75	R\$ 25.070,74	R\$ 24.847,01
23	R\$ 27.667,15	R\$ 7.581,20	R\$ 85.086,89	R\$ 55.583,41	R\$ 27.916,26	R\$ 27.667,15
24	R\$ 30.807,37	R\$ 7.979,65	R\$ 93.066,54	R\$ 61.892,13	R\$ 31.084,76	R\$ 30.807,37
25	R\$ 34.304,01	R\$ 8.399,04	R\$ 101.465,58	R\$ 68.916,89	R\$ 34.612,88	R\$ 34.304,01
Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 121.465,58					
VPL do Projeto	R\$ 101.465,58					
Taxa Interna de Retorno (TIR)		23,34%				
Tempo de Payback		7,0				

Figura 4.1 - Previsão de economia no cenário de 100% do Fio B usina 1

Fonte: Próprio Autor.

Nesse cenário, a economia cai para R\$ 216,57 mensais, o que aumenta o tempo de retorno, que é de 4 anos e 10 meses no cenário atual, para 7 anos no cenário proposto na Lei 14300/2022. É perceptível que a TIR é de 23,34%, VPL do projeto é de R\$101.465,58.

Para a usina, a análise do *payback* mostrou que para o cenário proposto pela Lei do Marco Legal da MMD, houve um aumento de tempo, passando de 4 anos e 10 meses, para 7

anos. A economia mensal diminuiu, passando de R\$ 335,09, para R\$ 216,57, uma redução que representa 35,37%.

O cenário de 100% do Fio B, considerando a análise de linha de crédito nas mesmas condições, uma vez que o que vai modificar é o valor da conta de energia atual com a taxação total do Fio B. Na Figura 4.2, é possível verificar todos esses dados e poder obter dessa maneira o tempo de retorno para o investimento.

Investimento Inicial								
Taxa de Desconto		5,79%						
Reajuste anual na tarifa		11,35%						
Conta Atual	R\$				R\$	435,09		
Conta prevista	R\$				R\$	218,52		
Economia Mensal	R\$				R\$	216,57		
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia		
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	-R\$ 5.265,12	-R\$ 4.976,95	-R\$ 4.976,95	R\$ 5.221,08	R\$ 10.486,20	-R\$ 5.265,12		
2	-R\$ 4.970,15	-R\$ 4.441,00	-R\$ 9.417,95	R\$ 5.813,67	R\$ 10.783,82	-R\$ 4.970,15		
3	-R\$ 4.641,70	-R\$ 3.920,52	-R\$ 13.338,47	R\$ 6.473,52	R\$ 11.115,23	-R\$ 4.641,70		
4	-R\$ 4.275,98	-R\$ 3.413,95	-R\$ 16.752,42	R\$ 7.208,27	R\$ 11.484,25	-R\$ 4.275,98		
5	-R\$ 3.868,74	-R\$ 2.919,76	-R\$ 19.672,18	R\$ 8.026,41	R\$ 11.895,15	-R\$ 3.868,74		
6	R\$ 4.448,67	R\$ 3.173,68	-R\$ 16.498,50	R\$ 8.937,41	R\$ 4.488,73	R\$ 4.448,67		
7	R\$ 4.953,60	R\$ 3.200,40	-R\$ 13.158,02	R\$ 9.951,80	R\$ 4.998,20	R\$ 4.953,60		
8	R\$ 5.515,83	R\$ 3.516,04	-R\$ 9.641,98	R\$ 11.081,33	R\$ 5.565,50	R\$ 5.515,83		
9	R\$ 6.141,88	R\$ 3.700,84	-R\$ 5.941,14	R\$ 12.339,06	R\$ 6.197,18	R\$ 6.141,88		
10	R\$ 6.838,98	R\$ 3.895,34	-R\$ 2.045,80	R\$ 13.739,54	R\$ 6.900,56	R\$ 6.838,98		
11	R\$ 7.615,21	R\$ 4.100,07	R\$ 2.054,26	R\$ 15.298,98	R\$ 7.683,78	R\$ 7.615,21		
12	R\$ 8.479,53	R\$ 4.315,55	R\$ 6.369,82	R\$ 17.035,42	R\$ 8.555,88	R\$ 8.479,53		
13	R\$ 9.441,96	R\$ 4.542,37	R\$ 10.912,19	R\$ 18.968,94	R\$ 9.526,98	R\$ 9.441,96		
14	R\$ 10.513,62	R\$ 4.781,10	R\$ 15.693,29	R\$ 21.121,91	R\$ 10.608,29	R\$ 10.513,62		
15	R\$ 11.706,92	R\$ 5.032,30	R\$ 20.725,66	R\$ 23.519,25	R\$ 11.812,33	R\$ 11.706,92		
16	R\$ 13.035,66	R\$ 5.296,87	R\$ 26.022,53	R\$ 26.188,68	R\$ 13.153,03	R\$ 13.035,66		
17	R\$ 14.515,20	R\$ 5.575,25	R\$ 31.597,78	R\$ 29.161,10	R\$ 14.645,90	R\$ 14.515,20		
18	R\$ 16.162,68	R\$ 5.868,27	R\$ 37.466,06	R\$ 32.470,88	R\$ 16.308,21	R\$ 16.162,68		
19	R\$ 17.997,14	R\$ 6.176,69	R\$ 43.642,75	R\$ 36.156,33	R\$ 18.159,19	R\$ 17.997,14		
20	R\$ 20.039,82	R\$ 6.501,32	R\$ 50.144,06	R\$ 40.260,07	R\$ 20.220,26	R\$ 20.039,82		
21	R\$ 22.314,34	R\$ 6.843,01	R\$ 56.987,07	R\$ 44.829,59	R\$ 22.515,25	R\$ 22.314,34		
22	R\$ 24.847,01	R\$ 7.202,66	R\$ 64.189,73	R\$ 49.917,75	R\$ 25.070,74	R\$ 24.847,01		
23	R\$ 27.667,15	R\$ 7.581,20	R\$ 71.770,93	R\$ 55.583,41	R\$ 27.916,26	R\$ 27.667,15		
24	R\$ 30.807,37	R\$ 7.979,65	R\$ 79.750,58	R\$ 61.892,13	R\$ 31.084,76	R\$ 30.807,37		
25	R\$ 34.304,01	R\$ 8.399,04	R\$ 88.149,62	R\$ 68.916,89	R\$ 34.612,88	R\$ 34.304,01		
Soma VP's (Ano 1 a 25)	R\$ 88.149,62							
VPL do Projeto	R\$ 88.149,62							
Taxa Interna de Retorno (TIR)		21,46%						
Tempo de Payback		10,5						

Figura 4.2 - Previsão de economia no cenário com financiamento de 100% do Fio B usina 1

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 4.2, mostra que o tempo de retorno do investimento do consumidor que adquiriu o sistema mediante financiamento bancário é de 10 anos e 6 meses para esse cenário, visto que para o mesmo sistema adquirido à vista o tempo de retorno é de 7 anos, com isso é possível concluir que o financiamento não inviabiliza a aquisição do sistema e que o retorno não chega a ser o dobro como a priori se imagina de todo financiamento, uma vez que há linhas de créditos específicas para energia solar, no qual os juros não são tão altos. A TIR é de 21,46%, VPL do projeto é de R\$88.149,62.

4.1.1.2 Direito Adquirido À vista vs Financiamento Usina 1

A Tabela 4.1 mostra os dados de geração da usina fotovoltaica 1, onde apresenta o histórico de energia injetada, de energia consumida instantaneamente, além também, dos dados de consumo da UC, que foram extraídos do portal de monitoramento, e da fatura de energia.

Tabela 4.1 - Dados da Usina 1 3,96kWp

Mês	Leituras	Geração (kWh)	Injetado da Fatura (kWh)	Consumo Instantâneo (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Consumo Total (kWh)
mar/22	21/03/2022	422,29	225,00	197,29	431,00	628,29
abr/22	22/04/2022	478,83	255,00	223,83	425,00	648,83
mai/22	22/05/2022	425,00	230,00	195,00	398,00	593,00
jun/22	21/06/2022	442,04	352,00	90,04	470,00	560,04
jul/22	21/07/2022	613,18	352,00	261,18	470,00	731,18
ago/22	22/08/2022	643,00	328,00	315,00	438,00	753,00
set/22	20/09/2022	579,00	386,00	193,00	516,00	709,00
out/22	21/10/2022	610,00	397,00	213,00	540,00	753,00
nov/22	21/11/2022	565,00	285,00	280,00	596,00	876,00
Total	-	4.778,34	2.990,00	1.968,34	4.284,00	6.252,34
Média	-	530,93	332,22	218,70	476,00	694,70

Fonte: Próprio Autor.

A média real de geração no período analisado é próxima da média de geração mensal estimada, apresentada na Tabela 3.1, de 518 kWh/mês. Como a usina é junto a carga, parte da energia produzida é consumida de forma instantânea na UC geradora, e a outra parte é injetada, algo em torno de 63%.

A Figura 4.3, são apresentados os dados de previsão de economia da usina, ao longo da vida útil do sistema, de 25 anos. A partir da Figura 4.3, pode-se observar o fluxo de caixa ao longo dos 25 anos, o valor que o cliente com um consumo médio de 518kWh/mês paga de conta de energia com o sistema solar e sem energia solar, mostra também o VPL do projeto, a TIR e seu respectivo payback. É possível verificar que o tempo de retorno é de 4 anos e 10 meses.

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), fechou com uma taxa de 5,79% acumulada no ano de 2022 (IBGE, 2023). Com isso, utilizou-se nas análises uma taxa de desconto de 5,79% a.a., sendo esta a inflação, já o reajuste médio da tarifa de energia elétrica para os consumidores residenciais em 2022 foi de 11,35%, de acordo com Aneel, e o valor de investimento de R\$ 20.000,00, temos uma previsão de economia mensal de R\$ 335,09, e um *payback* de 4 anos e 10 meses. Como mostrado na Tabela 4.1, a economia média na usina, durante o período analisado, foi de R\$ 332,22.

Investimento Inicial	RS	20.000,00	Conta Atual	RS	435,09	
Taxa de Desconto		5,79%	Conta prevista	RS	100,00	
Reajuste anual na tarifa		11,35%	Economia Mensal	RS	335,09	
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia
0	-R\$ 20.000,00	-R\$ 20.000,00	-R\$ 20.000,00	RS -	RS -	RS -
1	RS 4.021,08	RS 3.801,00	-R\$ 16.199,00	RS 5.221,08	RS 1.200,00	RS 4.021,08
2	RS 4.477,47	RS 4.000,77	-R\$ 12.198,23	RS 5.813,67	RS 1.336,20	RS 4.477,47
3	RS 4.985,67	RS 4.211,04	-R\$ 7.987,19	RS 6.473,52	RS 1.487,86	RS 4.985,67
4	RS 5.551,54	RS 4.432,36	-R\$ 3.554,83	RS 7.208,27	RS 1.656,73	RS 5.551,54
5	RS 6.181,64	RS 4.665,31	RS 1.110,48	RS 8.026,41	RS 1.844,77	RS 6.181,64
6	RS 6.883,25	RS 4.910,50	RS 6.020,99	RS 8.937,41	RS 2.054,15	RS 6.883,25
7	RS 7.664,50	RS 5.168,59	RS 11.189,57	RS 9.951,80	RS 2.287,30	RS 7.664,50
8	RS 8.534,42	RS 5.440,23	RS 16.629,80	RS 11.081,33	RS 2.546,91	RS 8.534,42
9	RS 9.503,08	RS 5.756,15	RS 22.355,98	RS 12.339,06	RS 2.835,98	RS 9.503,08
10	RS 10.581,68	RS 6.027,10	RS 28.383,06	RS 13.739,54	RS 3.157,86	RS 10.581,68
11	RS 11.782,20	RS 6.343,87	RS 34.726,93	RS 15.298,98	RS 3.516,28	RS 11.782,20
12	RS 13.120,04	RS 6.677,28	RS 41.404,21	RS 17.035,42	RS 3.915,38	RS 13.120,04
13	RS 14.609,16	RS 7.036,32	RS 48.432,48	RS 18.968,94	RS 4.359,77	RS 14.609,16
14	RS 16.267,30	RS 7.397,60	RS 55.830,03	RS 21.121,91	RS 4.854,61	RS 16.267,30
15	RS 18.113,64	RS 7.795,40	RS 63.616,43	RS 23.519,25	RS 5.405,61	RS 18.113,64
16	RS 20.169,54	RS 8.195,63	RS 71.812,05	RS 26.188,68	RS 6.019,14	RS 20.169,54
17	RS 22.458,78	RS 8.606,36	RS 80.436,45	RS 29.161,10	RS 6.702,31	RS 22.458,78
18	RS 25.007,86	RS 9.079,74	RS 89.518,16	RS 32.470,88	RS 7.463,03	RS 25.007,86
19	RS 27.846,25	RS 9.556,94	RS 99.075,10	RS 36.156,33	RS 8.310,08	RS 27.846,25
20	RS 31.006,80	RS 10.059,23	RS 109.134,32	RS 40.260,07	RS 9.253,27	RS 31.006,80
21	RS 34.526,07	RS 10.587,91	RS 119.722,48	RS 44.829,59	RS 10.303,52	RS 34.526,07
22	RS 38.444,78	RS 11.144,38	RS 130.866,61	RS 49.917,75	RS 11.472,97	RS 38.444,78
23	RS 42.808,26	RS 11.730,09	RS 142.596,70	RS 55.583,41	RS 12.775,15	RS 42.808,26
24	RS 47.667,00	RS 12.346,59	RS 154.943,29	RS 61.892,13	RS 14.225,13	RS 47.667,00
25	RS 53.077,20	RS 12.995,49	RS 167.938,78	RS 68.916,89	RS 15.839,69	RS 53.077,20
Soma VPs (Ano 1 a 25)	RS 187.938,78					
VPL do Projeto	RS 167.938,78					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	31,12%					
Tempo de Payback	4,8					

Figura 4.3 - Previsão de economia no cenário atual da usina 1 com direito adquirido

Fonte: Próprio Autor.

Para a análise da previsão de economia da usina, foi considerado que parte da energia foi consumida na UC de forma instantânea, e o restante injetada na rede elétrica da concessionária. Conforme foram analisados os dados de geração, apresentados na Tabela 4.1, 56% da energia foi injetada, e 44%, consumida de forma instantânea. Com isso, a parte que não é injetada, não sofrerá tarifação alguma. A TIR é de 31,12%, VPL do projeto é de R\$167.938,78.

A usina 1, agora vai ser analisada do ponto de vista do cliente que não tem condições de fazer o pagamento à vista, ou que por outros motivos opta por fazer o financiamento voltado para energia solar pelo banco Santander, onde para esse setor, possui juros de 1,61% a.m., sendo

financiado no período de 5 anos, com isso, pode-se analisar na Figura 4.4 e mediante a isto observar o VPL, e a TIR.

Investimento Inicial				Conta Atual	R\$	435,09		
Taxa de Desconto				Conta prevista	R\$	100,00		
Reajuste anual na tarifa				Economia Mensal	R\$	335,09		
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia		
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -		
1	-R\$ 3.842,88	-R\$ 3.632,56	-R\$ 3.632,56	R\$ 5.221,08	R\$ 9.063,96	-R\$ 3.842,88		
2	-R\$ 3.386,49	-R\$ 3.025,94	-R\$ 6.658,49	R\$ 5.813,67	R\$ 9.200,16	-R\$ 3.386,49		
3	-R\$ 2.878,29	-R\$ 2.491,09	-R\$ 9.089,59	R\$ 6.473,52	R\$ 9.351,82	-R\$ 2.878,29		
4	-R\$ 2.312,42	-R\$ 1.846,24	-R\$ 10.935,83	R\$ 7.208,27	R\$ 9.520,69	-R\$ 2.312,42		
5	-R\$ 1.682,32	-R\$ 1.269,66	-R\$ 12.205,48	R\$ 8.026,41	R\$ 9.708,73	-R\$ 1.682,32		
6	R\$ 6.883,25	R\$ 4.910,50	-R\$ 7.294,98	R\$ 8.937,41	R\$ 2.054,15	R\$ 6.883,25		
7	R\$ 7.064,50	R\$ 5.168,59	-R\$ 2.126,39	R\$ 9.951,80	R\$ 2.287,30	R\$ 7.664,50		
8	R\$ 8.534,42	R\$ 5.440,23	R\$ 3.313,84	R\$ 11.081,33	R\$ 2.546,91	R\$ 8.534,42		
9	R\$ 9.503,08	R\$ 5.726,15	R\$ 9.039,99	R\$ 12.339,06	R\$ 2.835,98	R\$ 9.503,08		
10	R\$ 10.581,68	R\$ 6.027,10	R\$ 15.067,09	R\$ 13.739,54	R\$ 3.157,86	R\$ 10.581,68		
11	R\$ 11.782,70	R\$ 6.343,87	R\$ 21.410,96	R\$ 15.298,98	R\$ 3.516,28	R\$ 11.782,70		
12	R\$ 13.120,04	R\$ 6.677,28	R\$ 28.088,24	R\$ 17.035,42	R\$ 3.915,38	R\$ 13.120,04		
13	R\$ 14.609,16	R\$ 7.028,22	R\$ 35.116,46	R\$ 18.968,94	R\$ 4.359,77	R\$ 14.609,16		
14	R\$ 16.267,30	R\$ 7.397,60	R\$ 42.514,06	R\$ 21.121,91	R\$ 4.854,61	R\$ 16.267,30		
15	R\$ 18.113,64	R\$ 7.786,40	R\$ 50.300,46	R\$ 23.519,25	R\$ 5.405,61	R\$ 18.113,64		
16	R\$ 20.169,54	R\$ 8.195,63	R\$ 58.496,09	R\$ 26.188,68	R\$ 6.019,14	R\$ 20.169,54		
17	R\$ 22.458,78	R\$ 8.626,36	R\$ 67.122,45	R\$ 29.161,10	R\$ 6.702,31	R\$ 22.458,78		
18	R\$ 25.007,86	R\$ 9.079,74	R\$ 76.202,19	R\$ 32.470,88	R\$ 7.463,03	R\$ 25.007,86		
19	R\$ 27.846,25	R\$ 9.556,94	R\$ 85.759,13	R\$ 36.156,33	R\$ 8.310,08	R\$ 27.846,25		
20	R\$ 31.006,80	R\$ 10.059,23	R\$ 95.818,36	R\$ 40.260,07	R\$ 9.253,27	R\$ 31.006,80		
21	R\$ 34.526,07	R\$ 10.597,91	R\$ 106.406,27	R\$ 44.829,59	R\$ 10.303,52	R\$ 34.526,07		
22	R\$ 38.444,78	R\$ 11.144,38	R\$ 117.550,65	R\$ 49.917,75	R\$ 11.472,97	R\$ 38.444,78		
23	R\$ 42.808,26	R\$ 11.750,09	R\$ 129.300,73	R\$ 55.583,41	R\$ 12.775,15	R\$ 42.808,26		
24	R\$ 47.667,00	R\$ 12.346,59	R\$ 141.627,33	R\$ 61.892,13	R\$ 14.225,13	R\$ 47.667,00		
25	R\$ 53.077,20	R\$ 12.995,49	R\$ 154.622,81	R\$ 68.916,89	R\$ 15.839,69	R\$ 53.077,20		
Soma VPz (Ano 1 a 25)	R\$ 154.622,81							
VPL do Projeto	R\$ 154.622,81							
Taxa Interna de Retorno (TIR)	33,55%							
Tempo de Payback	7,4							

Figura 4.4 - Previsão de economia com direito adquirido com financiamento usina 1

Fonte: Próprio Autor

A Figura 4.4 mostra que o payback com o financiamento que é de 7 anos e 5 meses, com isso o consumidor não possui um investimento inicial, diferente do consumidor que pagou a vista. O financiamento não torna o investimento inviável, nos primeiros 5 anos o cliente paga a conta de energia mais a parcela do financiamento, onde esta parcela é referente a R\$655,33. O sistema que foi financiado em R\$20.000,00, com juros anual de 19,32%, custando um valor final de R\$39.320,00, e os dados mostram que o investimento continua viável e atrativo.

Pode-se observar mediante este gráfico o consumidor chega a um pico negativo no último ano do financiamento e após o pagamento das parcelas pode-se começar a perceber a economia. A TIR é de 33,55%, VPL do projeto é de R\$151.622,81.

4.1.1.3 Período de transição À vista vs Financiamento Usina 1

A Figura 4.5 leva em consideração os clientes que adquiriram seu sistema após o dia 6 de janeiro de 2023. Esse cenário leva em consideração o pagamento e escalonado da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Tusd fio B) começa em 15%, a partir de 2023; vai a 30%, a partir de 2024; depois 45%, a partir de 2025; a 60%, em 2026; a 75%, a partir de 2027; a 90%, a partir de 2028; e a partir de 2029 considera-se os 100%.

Investimento Inicial		20.000,00				Conta Atual		R\$ 435,09	
Taxa de Desconto		5,79%				Conta prevista		R\$ 142,35	
Reajuste anual na tarifa		11,35%				Economia Mensal		R\$ 292,74	
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Conta Atual	Previsão de conta	VP Acumulado				
0	-R\$ 20.000,00	-R\$ 20.000,00			-R\$ 20.000,00				
1	R\$ 3.512,88	R\$ 3.320,62	R\$ 5.221,08	R\$ 1.708,20	-R\$ 16.679,38				
2	R\$ 3.911,59	R\$ 3.495,14	R\$ 5.813,67	R\$ 1.902,08	-R\$ 13.184,25				
3	R\$ 4.355,56	R\$ 3.678,83	R\$ 6.473,52	R\$ 2.117,97	-R\$ 9.505,41				
4	R\$ 4.849,91	R\$ 3.872,18	R\$ 7.208,27	R\$ 2.358,36	-R\$ 5.633,23				
5	R\$ 5.400,38	R\$ 4.075,69	R\$ 8.026,41	R\$ 2.626,03	-R\$ 1.557,54				
6	R\$ 6.013,32	R\$ 4.289,90	R\$ 8.937,41	R\$ 2.924,08	R\$ 2.732,35				
7	R\$ 6.695,83	R\$ 4.515,36	R\$ 9.951,80	R\$ 3.255,97	R\$ 7.247,71				
8	R\$ 7.455,81	R\$ 4.752,67	R\$ 11.081,33	R\$ 3.625,52	R\$ 12.000,38				
9	R\$ 8.302,05	R\$ 5.002,46	R\$ 12.339,06	R\$ 4.037,02	R\$ 17.002,84				
10	R\$ 9.244,33	R\$ 5.265,37	R\$ 13.739,54	R\$ 4.495,22	R\$ 22.268,21				
11	R\$ 10.293,56	R\$ 5.542,10	R\$ 15.298,98	R\$ 5.005,42	R\$ 27.810,32				
12	R\$ 11.461,88	R\$ 5.833,38	R\$ 17.035,42	R\$ 5.573,54	R\$ 33.643,70				
13	R\$ 12.762,80	R\$ 6.139,97	R\$ 18.968,94	R\$ 6.206,14	R\$ 39.783,67				
14	R\$ 14.211,38	R\$ 6.462,66	R\$ 21.121,91	R\$ 6.910,53	R\$ 46.246,33				
15	R\$ 16.608,72	R\$ 7.139,48	R\$ 23.519,25	R\$ 6.910,53	R\$ 53.385,81				
16	R\$ 18.493,80	R\$ 7.514,71	R\$ 26.188,68	R\$ 7.694,88	R\$ 60.900,53				
17	R\$ 20.592,85	R\$ 7.909,66	R\$ 29.161,10	R\$ 8.568,25	R\$ 68.810,19				
18	R\$ 22.930,14	R\$ 8.325,37	R\$ 32.470,88	R\$ 9.540,74	R\$ 77.135,56				
19	R\$ 25.532,71	R\$ 8.762,93	R\$ 36.156,33	R\$ 10.623,62	R\$ 85.898,49				
20	R\$ 28.430,67	R\$ 9.223,48	R\$ 40.260,07	R\$ 11.829,40	R\$ 95.121,97				
21	R\$ 31.657,55	R\$ 9.708,24	R\$ 44.829,59	R\$ 13.172,04	R\$ 104.830,20				
22	R\$ 35.250,69	R\$ 10.218,47	R\$ 49.917,75	R\$ 14.667,06	R\$ 115.048,68				
23	R\$ 39.251,64	R\$ 10.755,52	R\$ 55.583,41	R\$ 16.331,77	R\$ 125.804,20				
24	R\$ 43.706,70	R\$ 11.320,80	R\$ 61.892,13	R\$ 18.185,43	R\$ 137.125,01				
25	R\$ 48.667,41	R\$ 11.915,79	R\$ 68.916,89	R\$ 20.249,48	R\$ 149.040,79				

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 169.040,79
VPL do Projeto	R\$ 149.040,79
Taxa Interna de Retorno (TIR)	28,52%
Tempo de Payback	5,36

Figura 4.5 - Previsão de economia da usina 1 considerando a cobrança escalonada

Fonte: Próprio autor.

A Figura 4.5 possibilita verificar que o investimento começará a dar retorno após 5 e 5 meses anos do investimento. Sabe-se que o sistema tem uma vida útil de 25 anos, com isso, o mercado da energia solar fotovoltaica continua bem atrativo e a taxação não é tão prejudicial assim como a média vinha mostrando a população. A TIR é de 28,52%, VPL do projeto é de R\$149.049,79.

Já a Figura 4.6, leva em consideração o cenário da usina 1, no qual o cliente faz a obtenção do sistema de energia solar fotovoltaica mediante financiamento, no período transitório da Lei 14300/2022, com isso é possível observar que mesmo dessa forma o investimento continua sendo viável.

Investimento Inicial				Conta Atual		R\$	435,09
Taxa de Desconto		5,79%		Conta prevista		R\$	142,35
Reajuste anual na tarifa		11,35%		Economia Mensal		R\$	292,74
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Conta Atual	Previsão de conta	VP Acumulado		
0	R\$ -	R\$ -			R\$ -		
1	-R\$ 4.351,08	-R\$ 4.112,94	R\$ 5.221,08	R\$ 9.572,16	-R\$ 4.112,94		
2	-R\$ 3.952,37	-R\$ 3.531,57	R\$ 5.813,67	R\$ 9.766,04	-R\$ 7.644,51		
3	-R\$ 3.508,40	-R\$ 2.963,30	R\$ 6.473,52	R\$ 9.981,93	-R\$ 10.607,81		
4	-R\$ 3.014,05	-R\$ 2.406,42	R\$ 7.208,27	R\$ 10.222,32	-R\$ 13.014,23		
5	-R\$ 2.463,58	-R\$ 1.859,28	R\$ 8.026,41	R\$ 10.489,99	-R\$ 14.873,51		
6	R\$ 6.013,32	R\$ 4.289,90	R\$ 8.937,41	R\$ 2.924,08	-R\$ 10.583,61		
7	R\$ 6.695,83	R\$ 4.515,36	R\$ 9.951,80	R\$ 3.255,97	-R\$ 6.068,25		
8	R\$ 7.455,81	R\$ 4.752,67	R\$ 11.081,33	R\$ 3.625,52	-R\$ 1.315,58		
9	R\$ 8.302,05	R\$ 5.002,46	R\$ 12.339,06	R\$ 4.037,02	R\$ 3.686,88		
10	R\$ 9.244,33	R\$ 5.265,37	R\$ 13.739,54	R\$ 4.495,22	R\$ 8.952,25		
11	R\$ 10.293,56	R\$ 5.542,10	R\$ 15.298,98	R\$ 5.005,42	R\$ 14.494,36		
12	R\$ 11.461,88	R\$ 5.833,38	R\$ 17.035,42	R\$ 5.573,54	R\$ 20.327,74		
13	R\$ 12.762,80	R\$ 6.139,97	R\$ 18.968,94	R\$ 6.206,14	R\$ 26.467,70		
14	R\$ 14.211,38	R\$ 6.462,66	R\$ 21.121,91	R\$ 6.910,53	R\$ 32.930,37		
15	R\$ 16.608,72	R\$ 7.139,48	R\$ 23.519,25	R\$ 6.910,53	R\$ 40.069,85		
16	R\$ 18.493,80	R\$ 7.514,71	R\$ 26.188,68	R\$ 7.694,88	R\$ 47.584,56		
17	R\$ 20.592,85	R\$ 7.909,66	R\$ 29.161,10	R\$ 8.568,25	R\$ 55.494,22		
18	R\$ 22.930,14	R\$ 8.325,37	R\$ 32.470,88	R\$ 9.540,74	R\$ 63.819,60		
19	R\$ 25.532,71	R\$ 8.762,93	R\$ 36.156,33	R\$ 10.623,62	R\$ 72.582,52		
20	R\$ 28.430,67	R\$ 9.223,48	R\$ 40.260,07	R\$ 11.829,40	R\$ 81.806,00		
21	R\$ 31.657,55	R\$ 9.708,24	R\$ 44.829,59	R\$ 13.172,04	R\$ 91.514,24		
22	R\$ 35.250,69	R\$ 10.218,47	R\$ 49.917,75	R\$ 14.667,06	R\$ 101.732,71		
23	R\$ 39.251,64	R\$ 10.755,52	R\$ 55.583,41	R\$ 16.331,77	R\$ 112.488,24		
24	R\$ 43.706,70	R\$ 11.320,80	R\$ 61.892,13	R\$ 18.185,43	R\$ 123.809,04		
25	R\$ 48.667,41	R\$ 11.915,79	R\$ 68.916,89	R\$ 20.249,48	R\$ 135.724,83		

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 135.724,83
VPL do Projeto	R\$ 135.724,83
Taxa Interna de Retorno (TIR)	28,96%
Tempo de Payback	8,26

Figura 4.6 - Usina 1 com financiamento e no período transitório da Lei 14300/2022

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 4.6, mostra que o tempo de retorno para este investimento é a partir dos 8 anos e 4 meses, o sistema tem uma vida útil de 25 anos, com isso é possível concluir que o investimento é viável. Nessa análise a TIR é de 28,96%, VPL do projeto é de R\$135.724,83.

4.1.2 Cenário 2

O Cenário 2 é composto pela análise da usina fotovoltaica 2, e este estudo foi feito baseado no cliente que possui um consumo médio mensal de 566kWh que fez um investimento de R\$20.617,00.

A Tabela 4.2 vai mostrar os dados referentes a usina 2, como mostrado na Tabela 3.2, que se encontra na metodologia, no qual apresenta o histórico de energia injetada, de energia consumida instantaneamente, além também, dos dados de consumo da UC, que foram extraídos do portal de monitoramento, e da fatura de energia.

Tabela 4.2 - Dados da Usina 2 4,36kWp						
Mês	Leituras (kWh)	Geração (kWh)	Injetado da Fatura (kWh)	Consumo Instantâneo (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Consumo Total (kWh)
mar/22	15/03/2022	482,46	381,00	101,46	350	451,46
abr/22	15/04/2022	431,82	350,00	81,82	360	441,82
mai/22	16/05/2022	535,16	438,00	97,16	404	501,16
jun/22	15/06/2022	539,26	450,00	89,26	436	525,26
jul/22	15/07/2022	608,38	499,00	109,38	503	612,38
ago/22	15/08/2022	684,35	604,00	80,35	399	479,35
set/22	15/09/2022	658,34	528,00	130,34	500	630,34
out/22	17/10/2022	702,82	600,00	102,82	431	533,81
nov/22	15/11/2022	653,55	510,00	143,55	407	550,55
Total	-	5.296,14	4.360,00	936,14	3.790,00	4.726,13
Média	-	588,46	484,40	104,02	421,11	525,13

Fonte: Próprio Autor.

A média real de geração no ano analisado é próxima da média de geração mensal estimada, apresentada na Tabela 4.2, de 566 kWh/mês. Como a usina é junto a carga, parte da energia produzida é consumida de forma instantânea na UC geradora, e a outra parte é injetada, algo em torno de 82%.

4.1.2.1 Direito Adquirido À vista vs Financiamento Usina 2

A Figura 4.7, mostra os dados referentes a previsão de economia da usina, ao longo da vida útil do sistema, de 25 anos, apresentando uma TIR é de 30,15%, VPL do projeto é de R\$164.281,91.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia
0	-R\$ 20.617,00	-R\$ 20.617,00	-R\$ 20.617,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 3.956,04	R\$ 3.739,52	-R\$ 16.877,48	R\$ 5.221,08	R\$ 1.265,04	R\$ 3.956,04
2	R\$ 4.405,05	R\$ 3.936,06	-R\$ 12.941,42	R\$ 5.813,67	R\$ 1.408,62	R\$ 4.405,05
3	R\$ 4.905,02	R\$ 4.142,93	-R\$ 8.798,49	R\$ 6.473,52	R\$ 1.568,50	R\$ 4.905,02
4	R\$ 5.461,74	R\$ 4.360,67	-R\$ 4.437,83	R\$ 7.208,27	R\$ 1.746,53	R\$ 5.461,74
5	R\$ 6.081,65	R\$ 4.589,85	R\$ 153,02	R\$ 8.026,41	R\$ 1.944,76	R\$ 6.081,65
6	R\$ 6.771,92	R\$ 4.831,08	R\$ 4.983,10	R\$ 8.937,41	R\$ 2.165,49	R\$ 6.771,92
7	R\$ 7.540,53	R\$ 5.084,99	R\$ 10.068,09	R\$ 9.951,80	R\$ 2.411,27	R\$ 7.540,53
8	R\$ 8.396,38	R\$ 5.352,24	R\$ 15.420,32	R\$ 11.081,33	R\$ 2.684,95	R\$ 8.396,38
9	R\$ 9.349,37	R\$ 5.633,53	R\$ 21.053,86	R\$ 12.339,06	R\$ 2.989,69	R\$ 9.349,37
10	R\$ 10.410,53	R\$ 5.929,61	R\$ 26.983,47	R\$ 13.739,54	R\$ 3.329,02	R\$ 10.410,53
11	R\$ 11.593,12	R\$ 6.241,26	R\$ 33.224,73	R\$ 15.298,98	R\$ 3.706,86	R\$ 11.593,12
12	R\$ 12.907,83	R\$ 6.569,28	R\$ 39.794,01	R\$ 17.035,42	R\$ 4.127,59	R\$ 12.907,83
13	R\$ 14.372,86	R\$ 6.914,54	R\$ 46.708,55	R\$ 18.968,94	R\$ 4.596,07	R\$ 14.372,86
14	R\$ 16.004,18	R\$ 7.277,95	R\$ 53.986,50	R\$ 21.121,91	R\$ 5.117,73	R\$ 16.004,18
15	R\$ 17.820,66	R\$ 7.660,45	R\$ 61.646,95	R\$ 23.519,25	R\$ 5.698,59	R\$ 17.820,66
16	R\$ 19.843,30	R\$ 8.063,06	R\$ 69.710,02	R\$ 26.188,68	R\$ 6.345,38	R\$ 19.843,30
17	R\$ 22.095,52	R\$ 8.486,83	R\$ 78.196,85	R\$ 29.161,10	R\$ 7.065,58	R\$ 22.095,52
18	R\$ 24.603,36	R\$ 8.932,88	R\$ 87.129,73	R\$ 32.470,88	R\$ 7.867,52	R\$ 24.603,36
19	R\$ 27.385,84	R\$ 9.402,36	R\$ 96.532,09	R\$ 36.156,33	R\$ 8.760,49	R\$ 27.385,84
20	R\$ 30.505,27	R\$ 9.896,52	R\$ 106.428,61	R\$ 40.260,07	R\$ 9.754,80	R\$ 30.505,27
21	R\$ 33.967,62	R\$ 10.416,65	R\$ 116.845,26	R\$ 44.829,59	R\$ 10.861,97	R\$ 33.967,62
22	R\$ 37.822,94	R\$ 10.964,12	R\$ 127.809,38	R\$ 49.917,75	R\$ 12.094,81	R\$ 37.822,94
23	R\$ 42.118,85	R\$ 11.540,36	R\$ 139.349,74	R\$ 55.583,41	R\$ 13.467,57	R\$ 42.118,85
24	R\$ 46.896,00	R\$ 12.146,89	R\$ 151.496,62	R\$ 61.892,13	R\$ 14.996,14	R\$ 46.896,00
25	R\$ 52.218,69	R\$ 12.785,29	R\$ 164.281,91	R\$ 68.916,89	R\$ 16.698,20	R\$ 52.218,69
Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 184.898,91					
VPL do Projeto	R\$ 164.281,91					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	30,15%					
Tempo de Payback	5,0					

Figura 4.7 - Previsão de economia com direito adquirido da usina 2

Fonte: Próprio Autor.

Utilizando taxa de 5,79% a.a. para a inflação, reajuste anual da tarifa de energia elétrica de 11,35%, e o valor de investimento de R\$ 20.617,00, temos uma previsão de economia mensal de R\$ 339,62, e um *payback* de 5 anos.

O financiamento pelo Santander na usina 2, para 60 meses, com uma taxa de juros de 19,96% a.a., com o valor de R\$20617,00, ficaria ao longo dos 60 meses um valor de R\$40533,00, com uma parcela mensal de R\$675,55. Dessa forma, o estudo para o consumidor que adquire o sistema solar mediante esta linha de crédito. A Figura 4.8 mostra a usina 2 com direito adquirido e financiamento, apresentando uma TIR de 31,75%, VPL do projeto de R\$150.555,00 e um *payback* de 7 anos e 9 meses.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Ecônoma
0	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
1	-RS 4.150,56	-RS 3.923,40	-RS 3.923,40	RS 5.221,08	RS 9.371,64	-RS 4.150,56
2	-RS 3.701,55	-RS 3.307,46	-RS 7.230,85	RS 5.813,67	RS 9.515,22	-RS 3.701,55
3	-RS 3.201,58	-RS 2.704,19	-RS 9.935,00	RS 6.473,52	RS 9.675,10	-RS 3.201,58
4	-RS 2.644,86	-RS 2.111,66	-RS 12.046,66	RS 7.208,27	RS 9.853,13	-RS 2.644,86
5	-RS 2.024,95	-RS 1.528,24	-RS 13.574,89	RS 8.026,41	RS 10.051,36	-RS 2.024,95
6	RS 6.771,92	RS 4.831,08	-RS 8.743,82	RS 8.937,41	RS 2.165,49	RS 6.771,92
7	RS 7.540,53	RS 5.084,99	-RS 3.658,83	RS 9.951,80	RS 2.411,27	RS 7.540,53
8	RS 8.396,38	RS 5.352,24	RS 1.693,41	RS 11.081,33	RS 2.684,95	RS 8.396,38
9	RS 9.349,37	RS 5.633,53	RS 7.326,94	RS 12.339,06	RS 2.989,69	RS 9.349,37
10	RS 10.410,53	RS 5.929,61	RS 13.256,55	RS 13.739,54	RS 3.329,02	RS 10.410,53
11	RS 11.592,12	RS 6.241,26	RS 19.497,81	RS 15.298,98	RS 3.706,86	RS 11.592,12
12	RS 12.907,83	RS 6.569,28	RS 26.067,09	RS 17.035,42	RS 4.127,59	RS 12.907,83
13	RS 14.372,36	RS 6.914,54	RS 32.981,63	RS 18.968,94	RS 4.596,07	RS 14.372,36
14	RS 16.004,18	RS 7.277,95	RS 40.259,58	RS 21.121,91	RS 5.117,73	RS 16.004,18
15	RS 17.820,66	RS 7.660,45	RS 47.920,03	RS 23.519,25	RS 5.698,59	RS 17.820,66
16	RS 19.843,30	RS 8.063,06	RS 55.983,10	RS 26.188,68	RS 6.345,38	RS 19.843,30
17	RS 22.095,52	RS 8.486,33	RS 64.469,43	RS 29.161,10	RS 7.065,58	RS 22.095,52
18	RS 24.603,36	RS 8.932,88	RS 73.402,81	RS 32.470,88	RS 7.867,52	RS 24.603,36
19	RS 27.395,84	RS 9.402,36	RS 82.805,17	RS 36.156,33	RS 8.760,49	RS 27.395,84
20	RS 30.505,27	RS 9.896,52	RS 92.701,69	RS 40.260,07	RS 9.754,80	RS 30.505,27
21	RS 33.967,62	RS 10.416,65	RS 103.118,34	RS 44.829,59	RS 10.861,97	RS 33.967,62
22	RS 37.822,94	RS 10.964,12	RS 114.082,46	RS 49.917,75	RS 12.094,81	RS 37.822,94
23	RS 42.115,85	RS 11.540,36	RS 125.622,82	RS 55.583,41	RS 13.467,57	RS 42.115,85
24	RS 46.896,00	RS 12.146,89	RS 137.769,71	RS 61.892,13	RS 14.996,14	RS 46.896,00
25	RS 52.218,69	RS 12.785,29	RS 150.555,00	RS 68.916,89	RS 16.698,20	RS 52.218,69
Soma VPs (Ano 1 a 25)	RS 150.555,00					
VPL do Projeto	RS 150.555,00					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	31,75%					
Tempo de Payback	7,7					

Figura 4.8 - Economia com direito adquirido da usina 2 com financiamento

Fonte: Próprio Autor.

4.1.2.2 100% do Fio B À vista vs Financiamento Usina 2

A Figura 4.9, apresenta a previsão de economia para o cenário proposto pela Lei 14300/2022, para o cenário com a participação de 100% do Fio B, para conseguirmos analisar o tempo de retorno do investimento para o novo cenário. A Figura 4.9 mostra de maneira detalhada o fluxo de caixa do período de 25 anos que é o período de vida útil do sistema, o valor a ser pago anualmente com energia solar e sem o sistema, onde leva-se em consideração para chegar a essa obtenção anual do valor, a conta de energia atual do cliente multiplicado pelo reajuste tarifário anual, com isso, pode observar que quanto maior o reajuste tarifário, mais viável torna-se o investimento para aquisição de energia solar fotovoltaica.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Ecônoma
0	-R\$ 20.617,00	-R\$ 20.617,00	-R\$ 20.617,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 2.743,44	R\$ 2.593,29	-R\$ 18.023,71	R\$ 5.340,48	R\$ 2.597,04	R\$ 2.743,44
2	R\$ 3.054,82	R\$ 2.729,58	-R\$ 15.294,13	R\$ 5.946,62	R\$ 2.891,80	R\$ 3.054,82
3	R\$ 3.401,54	R\$ 2.873,04	-R\$ 12.421,08	R\$ 6.621,57	R\$ 3.220,02	R\$ 3.401,54
4	R\$ 3.787,62	R\$ 3.024,04	-R\$ 9.397,04	R\$ 7.373,11	R\$ 3.585,50	R\$ 3.787,62
5	R\$ 4.217,51	R\$ 3.182,98	-R\$ 6.214,07	R\$ 8.209,96	R\$ 3.992,45	R\$ 4.217,51
6	R\$ 4.696,20	R\$ 3.350,26	-R\$ 2.863,81	R\$ 9.141,79	R\$ 4.445,59	R\$ 4.696,20
7	R\$ 5.229,22	R\$ 3.526,34	R\$ 662,54	R\$ 10.179,39	R\$ 4.950,17	R\$ 5.229,22
8	R\$ 5.822,73	R\$ 3.711,68	R\$ 4.374,21	R\$ 11.334,75	R\$ 5.512,01	R\$ 5.822,73
9	R\$ 6.483,62	R\$ 3.906,75	R\$ 8.280,96	R\$ 12.621,24	R\$ 6.137,63	R\$ 6.483,62
10	R\$ 7.219,51	R\$ 4.112,08	R\$ 12.393,04	R\$ 14.053,75	R\$ 6.834,25	R\$ 7.219,51
11	R\$ 8.038,92	R\$ 4.336,20	R\$ 18.721,24	R\$ 15.648,85	R\$ 7.609,93	R\$ 8.038,92
12	R\$ 8.951,34	R\$ 4.555,67	R\$ 21.276,91	R\$ 17.425,00	R\$ 8.473,66	R\$ 8.951,34
13	R\$ 9.967,31	R\$ 4.795,10	R\$ 26.072,01	R\$ 19.402,73	R\$ 9.435,42	R\$ 9.967,31
14	R\$ 11.098,60	R\$ 5.047,12	R\$ 31.119,13	R\$ 21.604,95	R\$ 10.506,34	R\$ 11.098,60
15	R\$ 12.358,30	R\$ 5.312,88	R\$ 36.431,52	R\$ 24.057,11	R\$ 11.698,81	R\$ 12.358,30
16	R\$ 13.760,96	R\$ 5.591,58	R\$ 42.023,10	R\$ 26.787,59	R\$ 13.026,63	R\$ 13.760,96
17	R\$ 15.322,83	R\$ 5.885,46	R\$ 47.908,56	R\$ 29.827,98	R\$ 14.505,15	R\$ 15.322,83
18	R\$ 17.061,97	R\$ 6.194,78	R\$ 54.103,35	R\$ 33.213,46	R\$ 16.151,48	R\$ 17.061,97
19	R\$ 18.998,51	R\$ 6.520,38	R\$ 60.623,71	R\$ 36.983,18	R\$ 17.984,68	R\$ 18.998,51
20	R\$ 21.154,84	R\$ 6.863,05	R\$ 67.486,76	R\$ 41.180,77	R\$ 20.025,94	R\$ 21.154,84
21	R\$ 23.555,91	R\$ 7.223,75	R\$ 74.710,51	R\$ 45.854,79	R\$ 22.298,88	R\$ 23.555,91
22	R\$ 26.229,51	R\$ 7.603,41	R\$ 82.313,93	R\$ 51.059,31	R\$ 24.829,80	R\$ 26.229,51
23	R\$ 29.206,56	R\$ 8.013,02	R\$ 90.316,95	R\$ 56.854,54	R\$ 27.647,99	R\$ 29.206,56
24	R\$ 32.521,50	R\$ 8.423,64	R\$ 98.740,59	R\$ 63.307,53	R\$ 30.786,03	R\$ 32.521,50
25	R\$ 36.212,69	R\$ 8.866,36	R\$ 107.606,95	R\$ 70.492,94	R\$ 34.280,25	R\$ 36.212,69
Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 128.223,95					
VPL do Projeto	R\$ 107.606,95					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	23,70%					
Tempo de Payback	6,8					

Figura 4.9 - Previsão de economia no cenário de 100% do Fio B usina 2

Fonte: Próprio Autor.

Nesse cenário, a economia cai para R\$ 228,19 mensais, o que aumenta o tempo de retorno, que é de 5 anos no cenário atual, para 6 anos e 10 meses no cenário proposto na Lei 14300/2022.

Para a usina, a análise do *payback* mostrou que para o cenário proposto pela Lei do Marco Legal da MMD, houve um aumento de tempo, passando de 5 anos obtido no direito adquirido para 6 anos e 10 meses no cenário atual de 100% do Fio B. A economia mensal diminuiu, passando de R\$ 339,62, para R\$ 228,19, uma redução que representa 32,81%.

A Figura 4.10 mostra a análise baseada no financiamento do sistema de energia solar fotovoltaico, e pode-se verificar que ao longo desses estudos em momento algum o investimento deixou de ser viável economicamente, concluindo que mesmo desta maneira, para os consumidores que não possuem um capital total disponível é possível escolher esta outra alternativa onde o cliente não tem um desembolso imediato do investimento realizado. Com isso, é possível observar que o *payback* para esse sistema com uma geração média mensal de 566kWh, adquirido pela linha de financiamento bancário tem um *payback* de 10 anos e 4 meses, com uma TIR de 21,93% e VPL do projeto de R\$93.880,03.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Ecônoma
0	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -	RS -
1	-RS 5.363,16	-RS 5.069,63	-RS 5.069,63	RS 5.340,48	RS 10.703,64	-RS 5.363,16
2	-RS 5.051,78	-RS 4.513,93	-RS 9.583,56	RS 5.946,62	RS 10.998,40	-RS 5.051,78
3	-RS 4.705,06	-RS 3.974,03	-RS 13.557,59	RS 6.621,57	RS 11.326,62	-RS 4.705,06
4	-RS 4.318,98	-RS 3.448,28	-RS 17.005,87	RS 7.373,11	RS 11.692,10	-RS 4.318,98
5	-RS 3.889,09	-RS 2.935,11	-RS 19.940,99	RS 8.209,96	RS 12.099,05	-RS 3.889,09
6	RS 4.696,20	RS 3.350,26	-RS 16.590,72	RS 9.141,79	RS 4.445,59	RS 4.696,20
7	RS 5.229,22	RS 3.530,34	-RS 13.064,38	RS 10.179,39	RS 4.950,17	RS 5.229,22
8	RS 5.822,73	RS 3.711,68	-RS 9.352,71	RS 11.334,75	RS 5.512,01	RS 5.822,73
9	RS 6.483,62	RS 3.906,75	-RS 5.445,95	RS 12.621,24	RS 6.137,63	RS 6.483,62
10	RS 7.219,51	RS 4.112,08	-RS 1.333,88	RS 14.053,75	RS 6.834,25	RS 7.219,51
11	RS 8.038,92	RS 4.328,20	RS 2.994,32	RS 15.648,85	RS 7.609,93	RS 8.038,92
12	RS 8.951,34	RS 4.555,67	RS 7.549,99	RS 17.425,00	RS 8.473,66	RS 8.951,34
13	RS 9.967,31	RS 4.795,10	RS 12.345,10	RS 19.402,73	RS 9.435,42	RS 9.967,31
14	RS 11.098,60	RS 5.047,12	RS 17.392,22	RS 21.604,95	RS 10.506,34	RS 11.098,60
15	RS 12.358,30	RS 5.317,38	RS 22.704,60	RS 24.057,11	RS 11.698,81	RS 12.358,30
16	RS 13.760,96	RS 5.591,58	RS 28.296,18	RS 26.787,59	RS 13.026,63	RS 13.760,96
17	RS 15.322,83	RS 5.885,46	RS 34.181,64	RS 29.827,98	RS 14.505,15	RS 15.322,83
18	RS 17.061,97	RS 6.194,78	RS 40.376,43	RS 33.213,46	RS 16.151,48	RS 17.061,97
19	RS 18.998,51	RS 6.520,36	RS 46.896,79	RS 36.983,18	RS 17.984,68	RS 18.998,51
20	RS 21.154,84	RS 6.863,05	RS 53.759,84	RS 41.180,77	RS 20.025,94	RS 21.154,84
21	RS 23.555,91	RS 7.223,75	RS 60.983,60	RS 45.854,79	RS 22.298,88	RS 23.555,91
22	RS 26.229,51	RS 7.603,41	RS 68.587,01	RS 51.059,31	RS 24.829,80	RS 26.229,51
23	RS 29.206,56	RS 8.003,02	RS 76.590,03	RS 56.854,54	RS 27.647,99	RS 29.206,56
24	RS 32.521,50	RS 8.423,64	RS 85.013,67	RS 63.307,53	RS 30.786,03	RS 32.521,50
25	RS 36.212,69	RS 8.866,36	RS 93.880,03	RS 70.492,94	RS 34.280,25	RS 36.212,69
Soma VP: (Ano 1 a 25)	RS 93.880,03					
VPL do Projeto	RS 93.880,03					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	21,93%					
Tempo de Payback	10,3					

Figura 4.10 - Economia no cenário de 100% do Fio B usina 2 com financiamento

Fonte: Próprio Autor.

4.1.2.3 Período de transição À vista vs Financiamento Usina 2

A Figura 4.11 mostra a previsão de economia baseado no fato de que o cliente adquiriu seu sistema em 2023 e segundo a Lei 14300/2022 irá pagar o Fio B de forma escalonada. Mediante a imagem se torna mais fácil de visualizarmos que a para esse outro cliente a taxa não modificou tanto como o que se imaginava. Ressaltando que é para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o décimo terceiro e o décimo oitavo mês contados da data de publicação da Lei 14300/2022.

A Figura 4.11 mostra de maneira detalhada o fluxo de caixa do período de 25 anos que é o período de vida útil do sistema, o valor a ser pago anualmente com energia solar e sem o sistema, onde leva-se em consideração para chegar a essa obtenção anual do valor, a conta de energia atual do cliente multiplicado pelo reajuste tarifário anual, com isso, pode observar que quanto maior o reajuste tarifário, mais viável torna-se o investimento para aquisição de energia solar fotovoltaica.

Investimento Inicial	20.617,00				Conta Atual	R\$	445,04
Taxa de Desconto	5,79%				Conta prevista	R\$	153,12
Reajuste anual na tarifa	11,35%				Economia Mensal	R\$	291,92

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Conta Atual	Previsão de conta	VP Acumulado
0	-R\$ 20.617,00	-R\$ 20.617,00			-R\$ 20.617,00
1	R\$ 3.503,04	R\$ 3.311,31	R\$ 5.340,48	R\$ 1.837,44	-R\$ 17.305,69
2	R\$ 3.900,64	R\$ 3.485,35	R\$ 5.946,62	R\$ 2.045,99	-R\$ 13.820,34
3	R\$ 4.343,36	R\$ 3.668,53	R\$ 6.621,57	R\$ 2.278,21	-R\$ 10.151,81
4	R\$ 4.836,33	R\$ 3.861,33	R\$ 7.373,11	R\$ 2.536,79	-R\$ 6.290,48
5	R\$ 5.385,25	R\$ 4.064,27	R\$ 8.209,96	R\$ 2.824,71	-R\$ 2.226,20
6	R\$ 5.996,48	R\$ 4.277,88	R\$ 9.141,79	R\$ 3.145,32	R\$ 2.051,67
7	R\$ 6.677,08	R\$ 4.502,71	R\$ 10.179,39	R\$ 3.502,31	R\$ 6.554,39
8	R\$ 7.434,93	R\$ 4.739,36	R\$ 11.334,75	R\$ 3.899,82	R\$ 11.293,75
9	R\$ 8.278,79	R\$ 4.988,45	R\$ 12.621,24	R\$ 4.342,45	R\$ 16.282,19
10	R\$ 9.218,43	R\$ 5.250,62	R\$ 14.053,75	R\$ 4.835,32	R\$ 21.532,82
11	R\$ 10.264,72	R\$ 5.526,58	R\$ 15.648,85	R\$ 5.384,13	R\$ 27.059,40
12	R\$ 11.429,77	R\$ 5.817,04	R\$ 17.425,00	R\$ 5.995,23	R\$ 32.876,44
13	R\$ 12.727,05	R\$ 6.122,77	R\$ 19.402,73	R\$ 6.675,68	R\$ 38.999,21
14	R\$ 14.171,57	R\$ 6.444,56	R\$ 21.604,95	R\$ 7.433,38	R\$ 45.443,77
15	R\$ 16.623,73	R\$ 7.145,94	R\$ 24.057,11	R\$ 7.433,38	R\$ 52.589,70
16	R\$ 18.510,53	R\$ 7.521,51	R\$ 26.787,59	R\$ 8.277,06	R\$ 60.111,21
17	R\$ 20.611,47	R\$ 7.916,81	R\$ 29.827,98	R\$ 9.216,51	R\$ 68.028,03
18	R\$ 22.950,87	R\$ 8.332,90	R\$ 33.213,46	R\$ 10.262,58	R\$ 76.360,92
19	R\$ 25.555,80	R\$ 8.770,85	R\$ 36.983,18	R\$ 11.427,39	R\$ 85.131,77
20	R\$ 28.456,38	R\$ 9.231,82	R\$ 41.180,77	R\$ 12.724,40	R\$ 94.363,59
21	R\$ 31.686,18	R\$ 9.717,02	R\$ 45.854,79	R\$ 14.168,61	R\$ 104.080,61
22	R\$ 35.282,56	R\$ 10.227,71	R\$ 51.059,31	R\$ 15.776,75	R\$ 114.308,32
23	R\$ 39.287,13	R\$ 10.765,25	R\$ 56.854,54	R\$ 17.567,41	R\$ 125.073,57
24	R\$ 43.746,22	R\$ 11.331,04	R\$ 63.307,53	R\$ 19.561,31	R\$ 136.404,61
25	R\$ 48.711,41	R\$ 11.926,56	R\$ 70.492,94	R\$ 21.781,52	R\$ 148.331,17

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 168.948,17
VPL do Projeto	R\$ 148.331,17
Taxa Interna de Retorno (TIR)	27,91%
Tempo de Payback	5,52

Figura 4.11 - Previsão de economia da usina 2 considerando a cobrança escalonada

Fonte: Próprio autor.

A previsão de retorno para o investimento é de 5 anos e 6 meses, para um sistema de potência de 4,36kWp. Sistema este, bastante usual para o público residencial de Fortaleza pertencente ao grupo B1 convencional que é o nosso grupo em estudo nesse trabalho. Essa análise possui uma TIR de 27,91% e VPL do projeto de R\$148.331,17.

A Figura 4.12 mostra os dados referentes a usina 2 com financiamento bancário com a análise baseado no cliente que está adquirindo o seu sistema nesse período transitório da lei, que iniciará o pagamento de maneira escalonada referente ao valor do Fio B. A Figura 4.12 mostra que o período de retorno é de 8 anos e 6 meses, e pode-se obter os dados que a TIR é de 27,99%, VPL do projeto é de R\$134.604,35.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Conta Atual	Previsão de conta	VP Acumulado
0	R\$ -	R\$ -			R\$ -
1	-R\$ 4.603,56	-R\$ 4.351,60	R\$ 5.340,48	R\$ 9.944,04	-R\$ 4.351,60
2	-R\$ 4.205,96	-R\$ 3.758,17	R\$ 5.946,62	R\$ 10.152,59	-R\$ 8.109,77
3	-R\$ 3.763,24	-R\$ 3.178,55	R\$ 6.621,57	R\$ 10.384,81	-R\$ 11.288,32
4	-R\$ 3.270,27	-R\$ 2.610,99	R\$ 7.373,11	R\$ 10.643,39	-R\$ 13.899,31
5	-R\$ 2.721,35	-R\$ 2.053,81	R\$ 8.209,96	R\$ 10.931,31	-R\$ 15.953,12
6	R\$ 5.996,48	R\$ 4.277,88	R\$ 9.141,79	R\$ 3.145,32	-R\$ 11.675,24
7	R\$ 6.677,08	R\$ 4.502,71	R\$ 10.179,39	R\$ 3.502,31	-R\$ 7.172,53
8	R\$ 7.434,93	R\$ 4.739,36	R\$ 11.334,75	R\$ 3.899,82	-R\$ 2.433,17
9	R\$ 8.278,79	R\$ 4.988,45	R\$ 12.621,24	R\$ 4.342,45	R\$ 2.555,27
10	R\$ 9.218,43	R\$ 5.250,62	R\$ 14.053,75	R\$ 4.835,32	R\$ 7.805,90
11	R\$ 10.264,72	R\$ 5.526,58	R\$ 15.648,85	R\$ 5.384,13	R\$ 13.332,48
12	R\$ 11.429,77	R\$ 5.817,04	R\$ 17.425,00	R\$ 5.995,23	R\$ 19.149,52
13	R\$ 12.727,05	R\$ 6.122,77	R\$ 19.402,73	R\$ 6.675,68	R\$ 25.272,29
14	R\$ 14.171,57	R\$ 6.444,56	R\$ 21.604,95	R\$ 7.433,38	R\$ 31.716,85
15	R\$ 16.623,73	R\$ 7.145,94	R\$ 24.057,11	R\$ 7.433,38	R\$ 38.862,79
16	R\$ 18.510,53	R\$ 7.521,51	R\$ 26.787,59	R\$ 8.277,06	R\$ 46.384,29
17	R\$ 20.611,47	R\$ 7.916,81	R\$ 29.827,98	R\$ 9.216,51	R\$ 54.301,11
18	R\$ 22.950,87	R\$ 8.332,90	R\$ 33.213,46	R\$ 10.262,58	R\$ 62.634,01
19	R\$ 25.555,80	R\$ 8.770,85	R\$ 36.983,18	R\$ 11.427,39	R\$ 71.404,86
20	R\$ 28.456,38	R\$ 9.231,82	R\$ 41.180,77	R\$ 12.724,40	R\$ 80.636,67
21	R\$ 31.686,18	R\$ 9.717,02	R\$ 45.854,79	R\$ 14.168,61	R\$ 90.353,69
22	R\$ 35.282,56	R\$ 10.227,71	R\$ 51.059,31	R\$ 15.776,75	R\$ 100.581,40
23	R\$ 39.287,13	R\$ 10.765,25	R\$ 56.854,54	R\$ 17.567,41	R\$ 111.346,65
24	R\$ 43.746,22	R\$ 11.331,04	R\$ 63.307,53	R\$ 19.561,31	R\$ 122.677,69
25	R\$ 48.711,41	R\$ 11.926,56	R\$ 70.492,94	R\$ 21.781,52	R\$ 134.604,25

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 134.604,25
VPL do Projeto	R\$ 134.604,25
Taxa Interna de Retorno (TIR)	27,99%
Tempo de Payback	8,49

Figura 4.12 - Economia da usina 2 considerando a cobrança escalonada com financiamento

Fonte: Próprio autor.

4.1.3 Cenário 3

O cenário 3 leva em consideração os dados referentes a usina fotovoltaica 3 mostrada na metodologia na Tabela 3.3, composta por um sistema de 10 módulo de 550Wp e 3 micros inversores deye de 1,6 kW de potência nominal, sistema este dimensionado para uma geração média mensal de 722kWh. Esse sistema possui uma potência de pico de 5,5kWp.

A Tabela 4.3 vai mostrar os dados referentes ao cenário 3, como mostrado na Tabela 3.3, que se encontra na metodologia, sendo estes, data da leitura da conta, geração, o que foi injetado na rede elétrica, consumo instantâneo, consumo mostrado na fatura e o consumo total.

Tabela 4.3 - Dados da Usina 3 5,5kWp

Mês	Leituras	Geração (kWh)	Injetado da Fatura (kWh)	Consumo Instantâneo (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Consumo Total (kWh)
mar/22	08/03/2022	608,61	500	108,61	500	608,62
abr/22	08/04/2022	544,73	430	114,73	525	639,73
mai/22	09/05/2022	675,08	573	102,08	555	652,08
jun/22	08/06/2022	680,26	545	135,26	502	637,26
jul/22	08/07/2022	767,46	617	150,46	600	750,46
ago/22	08/08/2022	863,28	706	157,28	540	697,28
set/22	08/09/2022	830,48	719	111,48	499	610,48
out/22	10/10/2022	886,59	768	118,59	506	624,59
nov/22	09/11/2022	824,43	711	113,43	509	622,43
Total	-	6.680,92	5.569,00	1.111,92	4.736,00	5.842,93
Média	-	742,32	618,78	123,55	526,22	649,21

Fonte: Próprio Autor.

A média real de geração no ano analisado é próxima da média de geração mensal estimada, apresentada na Tabela 4.3, de 722 kWh/mês. Como a usina é junto a carga, parte da energia produzida é consumida de forma instantânea na UC geradora, e a outra parte é injetada, algo em torno de 83%.

4.1.3.1 Direito adquirido À vista vs Financiamento Usina 3

A Figura 4.13, mostra os dados referentes a previsão de economia da usina, ao longo da vida útil do sistema, de 25 anos. Utilizando taxa de 5,79% a.a., reajuste anual da tarifa de energia elétrica de 11,35%, e o valor de investimento de R\$ 26.000,00, temos uma previsão de economia mensal de R\$ 494,64, e um *payback* de 4 anos e 4 meses, com uma TIR de 33,95%, VPL do projeto de R\$251.424,09.

Investimento Inicial	R\$	26.000,00			Conta Atual	R\$	626,48
Taxa de Desconto		5,79%			Conta prevista	R\$	131,84
Reajuste anual na tarifa		11,35%			Economia Mensal	R\$	494,64
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia	
0	-R\$ 26.000,00	-R\$ 26.000,00	-R\$ 26.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 5.935,68	R\$ 5.619,81	-R\$ 20.389,19	R\$ 7.517,76	R\$ 1.582,08	R\$ 5.935,68	R\$ 5.935,68
2	R\$ 6.609,38	R\$ 5.905,70	-R\$ 14.483,48	R\$ 8.371,03	R\$ 1.761,65	R\$ 6.609,38	R\$ 6.609,38
3	R\$ 7.359,54	R\$ 6.316,09	-R\$ 8.267,40	R\$ 9.321,14	R\$ 1.961,59	R\$ 7.359,54	R\$ 7.359,54
4	R\$ 8.194,85	R\$ 6.542,79	-R\$ 1.724,61	R\$ 10.379,09	R\$ 2.184,23	R\$ 8.194,85	R\$ 8.194,85
5	R\$ 9.124,97	R\$ 6.896,65	R\$ 5.162,84	R\$ 11.557,11	R\$ 2.432,14	R\$ 9.124,97	R\$ 9.124,97
6	R\$ 10.160,65	R\$ 7.248,60	R\$ 12.410,64	R\$ 12.868,84	R\$ 2.708,19	R\$ 10.160,65	R\$ 10.160,65
7	R\$ 11.313,89	R\$ 7.639,56	R\$ 20.040,20	R\$ 14.329,46	R\$ 3.015,57	R\$ 11.313,89	R\$ 11.313,89
8	R\$ 12.598,01	R\$ 8.030,55	R\$ 28.070,74	R\$ 15.955,85	R\$ 3.357,84	R\$ 12.598,01	R\$ 12.598,01
9	R\$ 14.027,89	R\$ 8.452,61	R\$ 36.523,35	R\$ 17.766,84	R\$ 3.738,95	R\$ 14.027,89	R\$ 14.027,89
10	R\$ 15.620,05	R\$ 8.896,85	R\$ 45.420,20	R\$ 19.783,38	R\$ 4.163,33	R\$ 15.620,05	R\$ 15.620,05
11	R\$ 17.392,93	R\$ 9.364,44	R\$ 54.784,63	R\$ 22.028,79	R\$ 4.635,86	R\$ 17.392,93	R\$ 17.392,93
12	R\$ 19.367,03	R\$ 9.856,61	R\$ 64.641,25	R\$ 24.529,06	R\$ 5.162,03	R\$ 19.367,03	R\$ 19.367,03
13	R\$ 21.565,18	R\$ 10.374,64	R\$ 75.015,89	R\$ 27.313,11	R\$ 5.747,93	R\$ 21.565,18	R\$ 21.565,18
14	R\$ 24.012,83	R\$ 10.919,90	R\$ 85.935,80	R\$ 30.413,15	R\$ 6.400,31	R\$ 24.012,83	R\$ 24.012,83
15	R\$ 26.738,29	R\$ 11.493,82	R\$ 97.429,61	R\$ 33.865,04	R\$ 7.126,75	R\$ 26.738,29	R\$ 26.738,29
16	R\$ 29.773,08	R\$ 12.097,90	R\$ 109.527,51	R\$ 37.708,72	R\$ 7.935,64	R\$ 29.773,08	R\$ 29.773,08
17	R\$ 33.152,33	R\$ 12.733,73	R\$ 122.261,24	R\$ 41.988,66	R\$ 8.836,33	R\$ 33.152,33	R\$ 33.152,33
18	R\$ 36.915,12	R\$ 13.402,97	R\$ 135.664,21	R\$ 46.754,37	R\$ 9.839,25	R\$ 36.915,12	R\$ 36.915,12
19	R\$ 41.104,98	R\$ 14.107,39	R\$ 149.771,60	R\$ 52.060,99	R\$ 10.956,01	R\$ 41.104,98	R\$ 41.104,98
20	R\$ 45.770,40	R\$ 14.848,83	R\$ 164.620,44	R\$ 57.969,91	R\$ 12.199,52	R\$ 45.770,40	R\$ 45.770,40
21	R\$ 50.965,34	R\$ 15.629,24	R\$ 180.249,68	R\$ 64.549,50	R\$ 13.584,16	R\$ 50.965,34	R\$ 50.965,34
22	R\$ 56.749,90	R\$ 16.450,67	R\$ 196.700,35	R\$ 71.875,87	R\$ 15.125,96	R\$ 56.749,90	R\$ 56.749,90
23	R\$ 63.191,02	R\$ 17.315,27	R\$ 214.015,61	R\$ 80.033,78	R\$ 16.842,76	R\$ 63.191,02	R\$ 63.191,02
24	R\$ 70.363,20	R\$ 18.225,30	R\$ 232.240,92	R\$ 89.117,61	R\$ 18.754,42	R\$ 70.363,20	R\$ 70.363,20
25	R\$ 78.349,42	R\$ 19.183,17	R\$ 251.424,09	R\$ 99.232,46	R\$ 20.883,04	R\$ 78.349,42	R\$ 78.349,42
Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 277.424,09						
VPL do Projeto	R\$ 251.424,09						
Taxa Interna de Retorno (TIR)		33,95%					
Tempo de Payback		4,3					

Figura 4.13 - Previsão de economia com direito adquirido usina 3

Fonte: Próprio Autor.

O financiamento pelo Santander na usina 3, para 60 meses, com uma taxa de juros de 19,96% a.a., com o valor de R\$26.000,00, ficaria ao longo dos 60 meses um valor de R\$51.116,00, com uma parcela mensal de R\$851,93. Dessa forma, o estudo para o consumidor que adquire o sistema solar mediante esta linha de crédito nos três cenários que seria com direito adquirido, com a cobrança de 100% do Fio B, e com o período transitório da lei, que é com a cobrança escalonada do Fio B até 2026. A Figura 4.14 ilustra a análise para a usina 3 com adesão do sistema mediante linha de crédito, para o direito adquirido, com isso é possível verificar a TIR e o payback nos dados da figura. Com isso, tem-se que a TIR é de 39,58% e o VPL do projeto é de R\$234.113,28, com um *payback* de 6 anos e 8 meses.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	-R\$ 4.287,48	-R\$ 4.052,82	-R\$ 4.052,82	R\$ 7.517,76	R\$ 11.805,24	-R\$ 4.287,48
2	-R\$ 3.613,78	-R\$ 3.229,03	-R\$ 7.281,85	R\$ 8.371,03	R\$ 11.984,81	-R\$ 3.613,78
3	-R\$ 2.863,62	-R\$ 2.418,09	-R\$ 9.700,55	R\$ 9.321,14	R\$ 12.184,75	-R\$ 2.863,62
4	-R\$ 2.028,31	-R\$ 1.619,40	-R\$ 11.319,95	R\$ 10.379,09	R\$ 12.407,39	-R\$ 2.028,31
5	-R\$ 1.098,19	-R\$ 828,81	-R\$ 12.148,76	R\$ 11.557,11	R\$ 12.655,30	-R\$ 1.098,19
6	R\$ 10.160,65	R\$ 7.248,60	-R\$ 4.900,17	R\$ 12.868,84	R\$ 2.708,19	R\$ 10.160,65
7	R\$ 11.313,89	R\$ 7.629,56	R\$ 2.729,39	R\$ 14.329,46	R\$ 3.015,57	R\$ 11.313,89
8	R\$ 12.598,01	R\$ 8.030,55	R\$ 10.759,94	R\$ 15.955,85	R\$ 3.357,84	R\$ 12.598,01
9	R\$ 14.027,99	R\$ 8.452,61	R\$ 19.212,55	R\$ 17.766,84	R\$ 3.738,95	R\$ 14.027,99
10	R\$ 15.620,05	R\$ 8.896,85	R\$ 28.109,40	R\$ 19.783,38	R\$ 4.163,33	R\$ 15.620,05
11	R\$ 17.381,99	R\$ 9.364,44	R\$ 37.479,84	R\$ 22.028,79	R\$ 4.635,86	R\$ 17.381,99
12	R\$ 19.367,03	R\$ 9.856,61	R\$ 47.330,45	R\$ 24.529,06	R\$ 5.162,03	R\$ 19.367,03
13	R\$ 21.565,18	R\$ 10.374,64	R\$ 57.705,09	R\$ 27.313,11	R\$ 5.747,93	R\$ 21.565,18
14	R\$ 24.012,83	R\$ 10.919,90	R\$ 68.624,99	R\$ 30.413,15	R\$ 6.400,31	R\$ 24.012,83
15	R\$ 26.738,29	R\$ 11.493,82	R\$ 80.118,81	R\$ 33.865,04	R\$ 7.126,75	R\$ 26.738,29
16	R\$ 29.773,08	R\$ 12.097,90	R\$ 92.216,71	R\$ 37.708,72	R\$ 7.935,64	R\$ 29.773,08
17	R\$ 33.152,33	R\$ 12.733,73	R\$ 104.950,43	R\$ 41.988,66	R\$ 8.836,33	R\$ 33.152,33
18	R\$ 36.915,12	R\$ 13.402,97	R\$ 118.353,41	R\$ 46.754,37	R\$ 9.839,25	R\$ 36.915,12
19	R\$ 41.104,98	R\$ 14.107,39	R\$ 132.460,80	R\$ 52.060,99	R\$ 10.956,01	R\$ 41.104,98
20	R\$ 45.770,40	R\$ 14.848,83	R\$ 147.309,63	R\$ 57.969,91	R\$ 12.199,52	R\$ 45.770,40
21	R\$ 50.965,34	R\$ 15.629,24	R\$ 162.938,88	R\$ 64.549,50	R\$ 13.584,16	R\$ 50.965,34
22	R\$ 56.749,90	R\$ 16.450,67	R\$ 179.389,54	R\$ 71.875,87	R\$ 15.125,96	R\$ 56.749,90
23	R\$ 63.191,02	R\$ 17.318,27	R\$ 196.704,81	R\$ 80.033,78	R\$ 16.842,76	R\$ 63.191,02
24	R\$ 70.363,20	R\$ 18.225,30	R\$ 214.930,11	R\$ 89.117,61	R\$ 18.754,42	R\$ 70.363,20
25	R\$ 78.349,42	R\$ 19.183,17	R\$ 234.113,28	R\$ 99.232,46	R\$ 20.883,04	R\$ 78.349,42
Soma VP's (Ano 1 a 25)	R\$ 234.113,28					
VPL do Projeto	R\$ 234.113,28					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	39,58%					
Tempo de Payback	6,6					

Figura 4.14 - Economia com direito adquirido usina 3 com financiamento

Fonte: Próprio Autor.

4.1.3.2 100% do Fio B À vista vs financiamento Usina 3

A Figura 4.15, apresenta a previsão de economia, para o cenário proposto pela Lei 14300/2022, o cenário com a participação de 100% do Fio B, para conseguirmos analisar o tempo de retorno do investimento para o novo cenário, assim como o VPL e a TIR, e possível observar todos esses dados e análises feitas no período de 25 anos, que é o período de vida útil do sistema. Assim como também mostra o valor da conta sem energia solar e a conta com energia solar e sua respectiva economia.

Nesse cenário, a economia cai para R\$ 374,65 mensais, o que aumenta o tempo de retorno, que é de 4 anos e 4 meses no cenário do direito adquirido, para 5 anos e 5 meses no cenário proposto na Lei 14300/2022, ou seja, com a taxação de 100% do Fio B. Essa análise possui uma TIR de 28,12%, VPL do projeto é de R\$184.126,42.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia
0	-R\$ 26.000,00	-R\$ 26.000,00	-R\$ 26.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	R\$ 4.495,80	R\$ 4.249,74	-R\$ 21.750,26	R\$ 7.517,76	R\$ 3.021,96	R\$ 4.495,80
2	R\$ 5.006,07	R\$ 4.473,09	-R\$ 17.277,17	R\$ 8.371,03	R\$ 3.364,95	R\$ 5.006,07
3	R\$ 5.574,26	R\$ 4.708,19	-R\$ 12.568,98	R\$ 9.321,14	R\$ 3.746,87	R\$ 5.574,26
4	R\$ 6.206,94	R\$ 4.955,63	-R\$ 7.613,35	R\$ 10.379,09	R\$ 4.172,14	R\$ 6.206,94
5	R\$ 6.911,43	R\$ 5.216,09	-R\$ 2.397,26	R\$ 11.557,11	R\$ 4.645,68	R\$ 6.911,43
6	R\$ 7.695,88	R\$ 5.490,23	R\$ 3.092,97	R\$ 12.868,84	R\$ 5.172,97	R\$ 7.695,88
7	R\$ 8.569,36	R\$ 5.778,78	R\$ 3.871,74	R\$ 14.329,46	R\$ 5.760,10	R\$ 8.569,36
8	R\$ 9.541,98	R\$ 6.082,49	R\$ 4.654,24	R\$ 15.955,85	R\$ 6.413,87	R\$ 9.541,98
9	R\$ 10.625,00	R\$ 6.402,17	R\$ 5.456,41	R\$ 17.766,84	R\$ 7.141,85	R\$ 10.625,00
10	R\$ 11.830,93	R\$ 6.738,65	R\$ 6.289,06	R\$ 19.783,38	R\$ 7.952,45	R\$ 11.830,93
11	R\$ 13.173,74	R\$ 7.092,81	R\$ 7.187,87	R\$ 22.028,79	R\$ 8.855,05	R\$ 13.173,74
12	R\$ 14.668,96	R\$ 7.465,59	R\$ 8.163,46	R\$ 24.529,06	R\$ 9.860,10	R\$ 14.668,96
13	R\$ 16.333,89	R\$ 7.857,96	R\$ 9.211,41	R\$ 27.313,11	R\$ 10.979,22	R\$ 16.333,89
14	R\$ 18.187,79	R\$ 8.270,95	R\$ 10.362,36	R\$ 30.413,15	R\$ 12.225,36	R\$ 18.187,79
15	R\$ 20.252,10	R\$ 8.708,64	R\$ 11.631,00	R\$ 33.865,04	R\$ 13.612,94	R\$ 20.252,10
16	R\$ 22.550,71	R\$ 9.163,18	R\$ 13.064,19	R\$ 37.708,72	R\$ 15.158,00	R\$ 22.550,71
17	R\$ 25.110,23	R\$ 9.644,77	R\$ 14.678,96	R\$ 41.988,66	R\$ 16.878,44	R\$ 25.110,23
18	R\$ 27.960,23	R\$ 10.151,67	R\$ 16.447,63	R\$ 46.754,37	R\$ 18.794,14	R\$ 27.960,23
19	R\$ 31.133,72	R\$ 10.685,21	R\$ 18.332,85	R\$ 52.060,99	R\$ 20.927,28	R\$ 31.133,72
20	R\$ 34.667,39	R\$ 11.246,80	R\$ 20.379,64	R\$ 57.969,91	R\$ 23.302,52	R\$ 34.667,39
21	R\$ 38.602,14	R\$ 11.837,89	R\$ 22.517,54	R\$ 64.549,50	R\$ 25.947,36	R\$ 38.602,14
22	R\$ 42.983,49	R\$ 12.460,06	R\$ 24.877,60	R\$ 71.875,87	R\$ 28.892,38	R\$ 42.983,49
23	R\$ 47.862,11	R\$ 13.114,92	R\$ 27.489,52	R\$ 80.033,78	R\$ 32.171,67	R\$ 47.862,11
24	R\$ 53.294,46	R\$ 13.804,20	R\$ 30.393,72	R\$ 89.117,61	R\$ 35.823,15	R\$ 53.294,46
25	R\$ 59.343,38	R\$ 14.529,71	R\$ 34.426,42	R\$ 99.232,46	R\$ 39.889,08	R\$ 59.343,38
Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 210.136,42					
VPL do Projeto	R\$ 184.126,42					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	28,12%					
Tempo de Payback	5,4					

Figura 4.15 - Previsão de economia de 100% do Fio B da usina 3

Fonte: Próprio Autor.

Para a usina 3, a análise do *payback* mostrou que para o cenário proposto pela Lei do Marco Legal da MMDG, houve um aumento de tempo, passando de 4 anos e 4 meses, para 5 anos e 5 meses. A economia mensal diminuiu, passando de R\$ 494,64, para R\$ 374,65, uma redução que representa 24,25%.

A Figura 4.16 ilustra o tempo de retorno referente ao cliente que adquiriu seu sistema de energia solar fotovoltaico no novo regime, que seria com o pagamento total referente ao valor do Fio B, mediante financiamento pela plataforma do Santander. É possível observar que neste cenário a TIR é de 28,33% e o VPL é de R\$166.815,62 e *payback* de 8 anos e 5 meses.

Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	VP Acumulado	SEM energia solar	COM energia solar	Economia
0	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
1	-R\$ 5.727,36	-R\$ 5.413,90	-R\$ 5.413,90	R\$ 7.517,76	R\$ 13.245,12	-R\$ 5.727,36
2	-R\$ 5.217,09	-R\$ 4.661,64	-R\$ 10.075,54	R\$ 8.371,03	R\$ 13.588,11	-R\$ 5.217,09
3	-R\$ 4.648,90	-R\$ 3.926,89	-R\$ 14.002,13	R\$ 9.321,14	R\$ 13.970,03	-R\$ 4.648,90
4	-R\$ 4.016,22	-R\$ 3.206,56	-R\$ 17.208,69	R\$ 10.379,09	R\$ 14.395,30	-R\$ 4.016,22
5	-R\$ 3.311,73	-R\$ 2.499,38	-R\$ 19.708,07	R\$ 11.557,11	R\$ 14.868,84	-R\$ 3.311,73
6	R\$ 7.695,88	R\$ 5.490,23	-R\$ 14.217,84	R\$ 12.868,84	R\$ 5.172,97	R\$ 7.695,88
7	R\$ 8.569,36	R\$ 5.798,78	-R\$ 8.439,06	R\$ 14.329,46	R\$ 5.760,10	R\$ 8.569,36
8	R\$ 9.541,98	R\$ 6.082,49	-R\$ 2.356,57	R\$ 15.955,85	R\$ 6.413,87	R\$ 9.541,98
9	R\$ 10.625,00	R\$ 6.402,17	R\$ 4.045,60	R\$ 17.766,84	R\$ 7.141,85	R\$ 10.625,00
10	R\$ 11.830,93	R\$ 6.738,65	R\$ 10.784,25	R\$ 19.783,38	R\$ 7.952,45	R\$ 11.830,93
11	R\$ 13.173,74	R\$ 7.092,81	R\$ 17.877,06	R\$ 22.028,79	R\$ 8.855,05	R\$ 13.173,74
12	R\$ 14.668,96	R\$ 7.465,59	R\$ 25.342,65	R\$ 24.529,06	R\$ 9.860,10	R\$ 14.668,96
13	R\$ 16.333,89	R\$ 7.857,98	R\$ 33.200,61	R\$ 27.313,11	R\$ 10.979,22	R\$ 16.333,89
14	R\$ 18.187,79	R\$ 8.270,95	R\$ 41.471,55	R\$ 30.413,15	R\$ 12.225,36	R\$ 18.187,79
15	R\$ 20.252,10	R\$ 8.708,64	R\$ 50.177,20	R\$ 33.865,04	R\$ 13.612,94	R\$ 20.252,10
16	R\$ 22.550,71	R\$ 9.163,18	R\$ 59.340,38	R\$ 37.708,72	R\$ 15.158,00	R\$ 22.550,71
17	R\$ 25.110,22	R\$ 9.644,77	R\$ 68.985,15	R\$ 41.988,66	R\$ 16.878,44	R\$ 25.110,22
18	R\$ 27.960,23	R\$ 10.151,67	R\$ 79.136,83	R\$ 46.754,37	R\$ 18.794,14	R\$ 27.960,23
19	R\$ 31.133,72	R\$ 10.685,21	R\$ 89.822,04	R\$ 52.060,99	R\$ 20.927,28	R\$ 31.133,72
20	R\$ 34.667,39	R\$ 11.246,80	R\$ 101.068,84	R\$ 57.969,91	R\$ 23.302,52	R\$ 34.667,39
21	R\$ 38.602,14	R\$ 11.837,89	R\$ 112.906,73	R\$ 64.549,50	R\$ 25.947,36	R\$ 38.602,14
22	R\$ 42.983,49	R\$ 12.460,06	R\$ 125.366,79	R\$ 71.875,87	R\$ 28.892,38	R\$ 42.983,49
23	R\$ 47.862,11	R\$ 13.114,92	R\$ 138.481,71	R\$ 80.033,78	R\$ 32.171,67	R\$ 47.862,11
24	R\$ 53.294,46	R\$ 13.804,20	R\$ 152.285,91	R\$ 89.117,61	R\$ 35.823,15	R\$ 53.294,46
25	R\$ 59.343,38	R\$ 14.529,71	R\$ 166.815,62	R\$ 99.232,46	R\$ 39.889,08	R\$ 59.343,38
Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 166.815,62					
VPL do Projeto	R\$ 166.815,62					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	28,33%					
Tempo de Payback	8,4					

Figura 4.16 - Economia de 100% do Fio B da usina 3 com financiamento

Fonte: Próprio Autor.

4.1.3.3 Período de transição À vista vs Financiamento Usina 3

A Figura 4.17 mostra a previsão de economia baseado nesse mesmo sistema, levando em consideração a cobrança escalonada do Fio B. A imagem torna mais simples a percepção do tempo de retorno do investimento feito pelo consumidor, mostrando que a sua aquisição continua viável.

Investimento Inicial	26.000,00					
Taxa de Desconto	5,79%					
Reajuste anual na tarifa	11,35%					
				Conta Atual	R\$	626,48
				Conta prevista	R\$	188,13
				Economia Mensal	R\$	438,35
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Conta Atual	Previsão de conta	VP Acumulado	
0	-R\$ 26.000,00	-R\$ 26.000,00			-R\$ 26.000,00	
1	R\$ 5.260,20	R\$ 4.972,30	R\$ 7.517,76	R\$ 2.257,56	-R\$ 21.027,70	
2	R\$ 5.857,23	R\$ 5.233,63	R\$ 8.371,03	R\$ 2.513,79	-R\$ 15.794,06	
3	R\$ 6.522,03	R\$ 5.508,70	R\$ 9.321,14	R\$ 2.799,11	-R\$ 10.285,37	
4	R\$ 7.262,28	R\$ 5.798,22	R\$ 10.379,09	R\$ 3.116,81	-R\$ 4.487,15	
5	R\$ 8.086,55	R\$ 6.102,95	R\$ 11.557,11	R\$ 3.470,57	R\$ 1.615,80	
6	R\$ 9.004,37	R\$ 6.423,71	R\$ 12.868,84	R\$ 3.864,47	R\$ 8.039,51	
7	R\$ 10.026,37	R\$ 6.761,32	R\$ 14.329,46	R\$ 4.303,09	R\$ 14.800,83	
8	R\$ 11.164,36	R\$ 7.116,67	R\$ 15.955,85	R\$ 4.791,49	R\$ 21.917,50	
9	R\$ 12.431,51	R\$ 7.490,70	R\$ 17.766,84	R\$ 5.335,33	R\$ 29.408,20	
10	R\$ 13.842,49	R\$ 7.884,39	R\$ 19.783,38	R\$ 5.940,89	R\$ 37.292,59	
11	R\$ 15.413,61	R\$ 8.298,77	R\$ 22.028,79	R\$ 6.615,18	R\$ 45.591,36	
12	R\$ 17.163,06	R\$ 8.734,93	R\$ 24.529,06	R\$ 7.366,00	R\$ 54.326,28	
13	R\$ 19.111,07	R\$ 9.194,01	R\$ 27.313,11	R\$ 8.202,04	R\$ 63.520,29	
14	R\$ 21.280,17	R\$ 9.677,22	R\$ 30.413,15	R\$ 9.132,97	R\$ 73.197,51	
15	R\$ 24.732,06	R\$ 10.631,42	R\$ 33.865,04	R\$ 9.132,97	R\$ 83.828,92	
16	R\$ 27.539,15	R\$ 11.190,17	R\$ 37.708,72	R\$ 10.169,57	R\$ 95.019,10	
17	R\$ 30.664,85	R\$ 11.778,29	R\$ 41.988,66	R\$ 11.323,81	R\$ 106.797,39	
18	R\$ 34.145,31	R\$ 12.397,32	R\$ 46.754,37	R\$ 12.609,06	R\$ 119.194,71	
19	R\$ 38.020,80	R\$ 13.048,89	R\$ 52.060,99	R\$ 14.040,19	R\$ 132.243,60	
20	R\$ 42.336,16	R\$ 13.734,70	R\$ 57.969,91	R\$ 15.633,75	R\$ 145.978,30	
21	R\$ 47.141,31	R\$ 14.456,55	R\$ 64.549,50	R\$ 17.408,19	R\$ 160.434,85	
22	R\$ 52.491,85	R\$ 15.216,34	R\$ 71.875,87	R\$ 19.384,01	R\$ 175.651,19	
23	R\$ 58.449,68	R\$ 16.016,07	R\$ 80.033,78	R\$ 21.584,10	R\$ 191.667,26	
24	R\$ 65.083,72	R\$ 16.857,83	R\$ 89.117,61	R\$ 24.033,90	R\$ 208.525,09	
25	R\$ 72.470,72	R\$ 17.743,82	R\$ 99.232,46	R\$ 26.761,74	R\$ 226.268,91	
Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 252.268,91					
VPL do Projeto	R\$ 226.268,91					
Taxa Interna de Retorno (TIR)	31,33%					
Tempo de Payback	4,74					

Figura 4.17 - Previsão de economia da usina 3 utilizando o escalonamento do Fio B

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 4.17 apresenta o tempo de retorno do investimento que é de 4 anos e 9 meses, com uma TIR de 31,33% e VPL de R\$226.268,91. Com isso, podemos observar que o investimento da classe residencial de Fortaleza é viável. As contas de energia para quem adquirir o sistema até 18º mês após a divulgação da Lei, ou seja, até julho de 2023. Posterior a esse período a ANEEL vai estabelecer as regras tarifárias definitivas para as unidades de geração distribuída após direito adquirido e as regras de transição.

A Figura 4.18 apresenta os dados para o cliente que adquiriu o sistema solar no período de transição e o obteve por meio de financiamento. Esses dados são baseados na análise da usina 3, no cenário de transição da lei, onde o cliente inicia o pagamento do Fio B, por percentual.

Investimento Inicial				Conta Atual		R\$ 626,48	
Taxa de Desconto		5,79%		Conta prevista		R\$ 188,13	
Reajuste anual na tarifa		11,35%		Economia Mensal		R\$ 438,35	
Período (Ano)	Fluxo de Caixa	Valor Presente	Conta Atual	Previsão de conta	VP Acumulado		
0	R\$ -	R\$ -			R\$ -		
1	-R\$ 4.962,96	-R\$ 4.691,33	R\$ 7.517,76	R\$ 12.480,72	-R\$ 4.691,33		
2	-R\$ 4.365,93	-R\$ 3.901,10	R\$ 8.371,03	R\$ 12.736,95	-R\$ 8.592,43		
3	-R\$ 3.701,13	-R\$ 3.126,08	R\$ 9.321,14	R\$ 13.022,27	-R\$ 11.718,52		
4	-R\$ 2.960,88	-R\$ 2.363,97	R\$ 10.379,09	R\$ 13.339,97	-R\$ 14.082,49		
5	-R\$ 2.136,61	-R\$ 1.612,51	R\$ 11.557,11	R\$ 13.693,73	-R\$ 15.695,00		
6	R\$ 9.004,37	R\$ 6.423,71	R\$ 12.868,84	R\$ 3.864,47	-R\$ 9.271,30		
7	R\$ 10.026,37	R\$ 6.761,32	R\$ 14.329,46	R\$ 4.303,09	-R\$ 2.509,98		
8	R\$ 11.164,36	R\$ 7.116,67	R\$ 15.955,85	R\$ 4.791,49	R\$ 4.606,69		
9	R\$ 12.431,51	R\$ 7.490,70	R\$ 17.766,84	R\$ 5.335,33	R\$ 12.097,39		
10	R\$ 13.842,49	R\$ 7.884,39	R\$ 19.783,38	R\$ 5.940,89	R\$ 19.981,78		
11	R\$ 15.413,61	R\$ 8.298,77	R\$ 22.028,79	R\$ 6.615,18	R\$ 28.280,55		
12	R\$ 17.163,06	R\$ 8.734,93	R\$ 24.529,06	R\$ 7.366,00	R\$ 37.015,48		
13	R\$ 19.111,07	R\$ 9.194,01	R\$ 27.313,11	R\$ 8.202,04	R\$ 46.209,49		
14	R\$ 21.280,17	R\$ 9.677,22	R\$ 30.413,15	R\$ 9.132,97	R\$ 55.886,70		
15	R\$ 24.732,06	R\$ 10.631,42	R\$ 33.865,04	R\$ 9.132,97	R\$ 66.518,12		
16	R\$ 27.539,15	R\$ 11.190,17	R\$ 37.708,72	R\$ 10.169,57	R\$ 77.708,29		
17	R\$ 30.664,85	R\$ 11.778,29	R\$ 41.988,66	R\$ 11.323,81	R\$ 89.486,58		
18	R\$ 34.145,31	R\$ 12.397,32	R\$ 46.754,37	R\$ 12.609,06	R\$ 101.883,91		
19	R\$ 38.020,80	R\$ 13.048,89	R\$ 52.060,99	R\$ 14.040,19	R\$ 114.932,79		
20	R\$ 42.336,16	R\$ 13.734,70	R\$ 57.969,91	R\$ 15.633,75	R\$ 128.667,49		
21	R\$ 47.141,31	R\$ 14.456,55	R\$ 64.549,50	R\$ 17.408,19	R\$ 143.124,05		
22	R\$ 52.491,85	R\$ 15.216,34	R\$ 71.875,87	R\$ 19.384,01	R\$ 158.340,39		
23	R\$ 58.449,68	R\$ 16.016,07	R\$ 80.033,78	R\$ 21.584,10	R\$ 174.356,46		
24	R\$ 65.083,72	R\$ 16.857,83	R\$ 89.117,61	R\$ 24.033,90	R\$ 191.214,28		
25	R\$ 72.470,72	R\$ 17.743,82	R\$ 99.232,46	R\$ 26.761,74	R\$ 208.958,10		

Soma VPs (Ano 1 a 25)	R\$ 208.958,10
VPL do Projeto	R\$ 208.958,10
Taxa Interna de Retorno (TIR)	33,92%
Tempo de Payback	7,35

Figura 4.18 - Economia da usina 3 com escalonamento do fio B com financiamento

Fonte: Próprio Autor.

O cliente que obtêm o seu sistema de energia solar com financiamento e nesse período de transição da lei, pode-se observar que o seu *payback* vai para 7 anos e 5 meses, com uma TIR de 33,92% e VPL de 208958,10. Sem financiamento esse tempo de retorno era de 4 anos e 9 meses e tem esse aumento de 2 anos e 6 meses, mas o investimento continua viável e atrativo para o consumidor residencial de Fortaleza.

4.2 COMPARAÇÃO DAS USINAS À VISTA VS FINANCIAMENTO

A Tabela 4.4 mostra os dados referentes ao período de retorno das 3 usinas em estudo neste trabalho. Com isso, fica mais fácil e perceptível a análise em todos os cenários e o resultado dessas análises dependendo da maneira de obtenção do sistema de energia solar fotovoltaica, seja mediante pagamento à vista ou por financiamento bancário, para o direito

adquirido, para 100% do Fio B e para o período de transição da Lei 14300/2022 que faz referência a cobrança do Fio B de forma escalonada até chegar os 100% em 2029.

Tabela 4.4 - Comparação Usinas

Análise	Usina 1 payback		Usina 2 payback		Usina 3 payback	
	À Vista	Financiamento	À Vista	Financiamento	À Vista	Financiamento
Direito Adquirido	4 anos e 10 meses	7 anos e 5 meses	5 anos	7 anos e 9 meses	4 anos e 4 meses	6 anos e 8 meses
100% Fio B	7 anos	10 anos e 6 meses	6 anos e 10 meses	10 anos e 4 meses	5 anos e 5 meses	8 anos e 5 meses
Período de Transição	5 anos e 5 meses	8 anos e 4 meses	5 anos e 6 meses	8 anos e 6 meses	4 anos e 9 meses	7 anos e 5 meses

Fonte: Próprio Autor.

É possível verificar que mediante a potência de pico do sistema aumenta o tempo de retorno vai diminuindo na análise de 100% do Fio B, nas duas maneiras analisadas neste trabalho de obtenção do sistema, seja mediante pagamento à vista, seja por financiamento bancário, isso ocorre devido o reajuste tarifário anual ser um fator importante nessa análise, e que quanto maior for esse reajuste durante o decorrer dos anos mais vantajoso será para o consumidor residencial investir em inserir a geração de energia solar fotovoltaica em sua residência.

Observa-se de maneira mais clara, de acordo com os dados inseridos na Tabela 4.4, que em todas as análises o direito adquirido é o que possui um tempo de retorno menor, devido as cobranças do Fio B não serem utilizadas para esses consumidores que protocolaram o seu projeto até o dia 06 de janeiro de 2023. Mas também é perceptível que mesmo após a cobrança do Fio B, a aquisição do sistema não é inviabilizada e que o tempo de retorno não altera absurdamente.

A Tabela 4.4, mostra que o estudo feito nessas 3 usinas com potências de pico que são bastante usuais para os consumidores residenciais de Fortaleza, que a aquisição nesse período de transição da lei que se dá até julho de 2023 também é bastante atraente, uma vez que o seu tempo de retorno do investimento é bem mais atrativo.

Do ponto de vista das formas de obtenção do sistema de energia solar fotovoltaica pode-se observar na Tabela 4.4 que os meios de pagamento são à vista e financiamento. Para o direito adquirido o aumento da aquisição do sistema não ultrapassa de 2 anos e 7 meses, e que o tempo

de retorno diminui mediante o aumento da potência de pico, é tanto que para a usina 3 que possui maior potência de 5,5kWp o financiamento altera para 2 anos e 4 meses a mais que mediante o pagamento à vista, concluindo-se que o financiamento não inviabiliza o investimento.

A Figura 4.19 ilustra de maneira mais didática e com maior visibilidade e compreensão do tempo de retorno dos investimentos no período de simulação de 100% do Fio B para as 3 usinas em estudo.

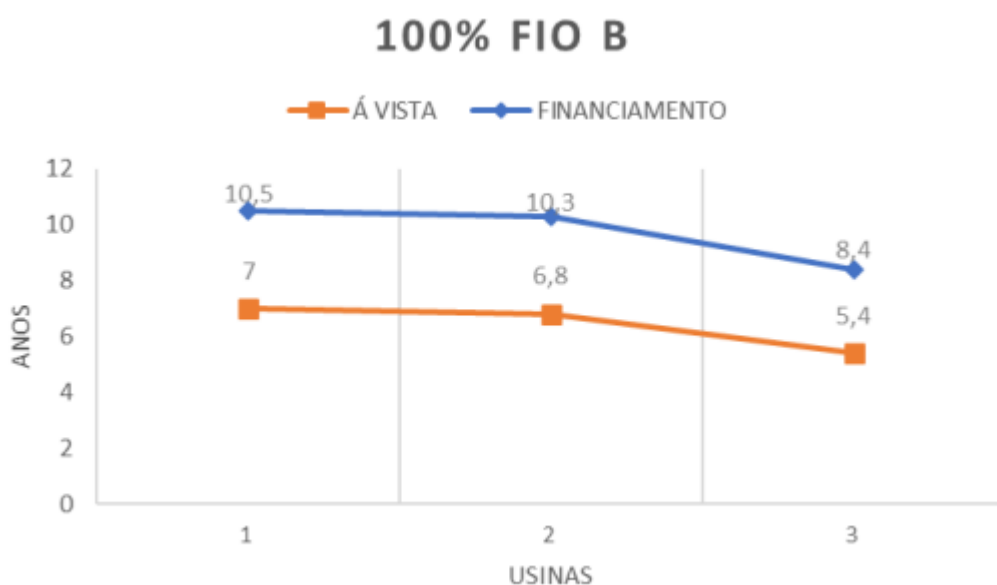


Figura 4.19 - Comparação das 3 usinas em 100% do Fio B

Fonte: Próprio Autor

Já para a análise de 100% do Fio B, a usina 2 vão apresentar o mesmo período de tempo de alteração para o financiamento que é de 3 anos e 6 meses, no entanto a usina 3 altera apenas em 3 anos. Analisando o período de transição a usina 3 para financiamento o período de retorno do investimento altera em 2 anos e 8 meses comparado com o período de retorno do pagamento à vista, a usina 1 altera para 2 anos e 11 meses e na usina 2 para 3 anos, todos comparados com o período de retorno do pagamento à vista.

A Figura 4.20 ilustra de forma mais visual e compreensível o tempo de retorno dos investimentos no período de simulação do direito adquirido para as 3 usinas em estudo.

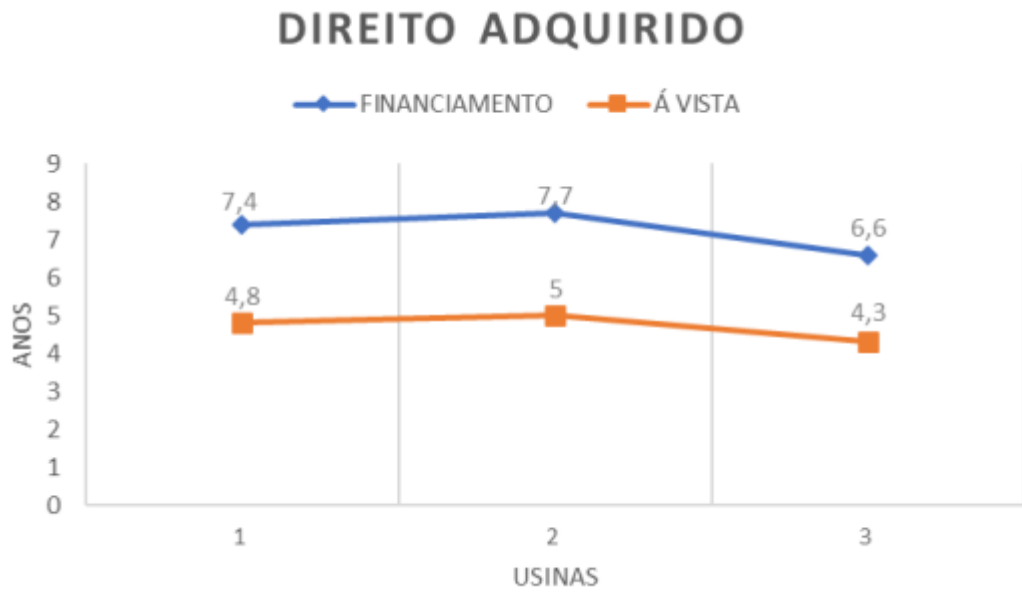


Figura 4.20 - Comparação do direito adquirido para as 3 usinas

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 4.21 ilustra de maneira mais didática e com maior visibilidade e compreensão do tempo de retorno dos investimentos no período de simulação de transição para as 3 usinas em estudo.

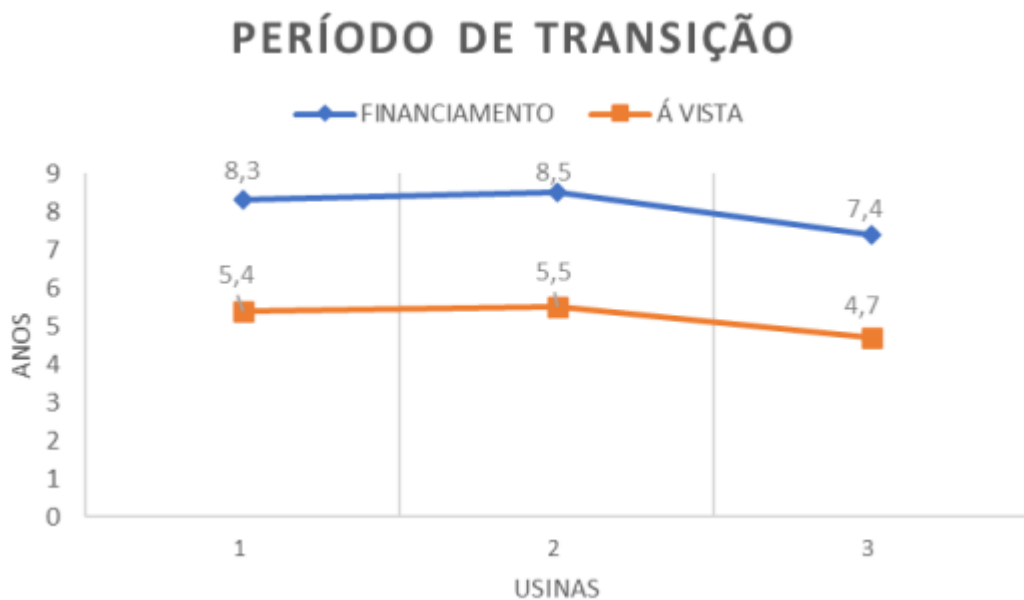


Figura 4.21- Comparação das 3 usinas no período de transição da Lei 14300/2022

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 4.22 ilustra as 3 usinas obtidas mediante pagamento a vista ou financiamento bancário nos três períodos, direito adquirido, período de transição e com a cobrança de 100% do Fio B.

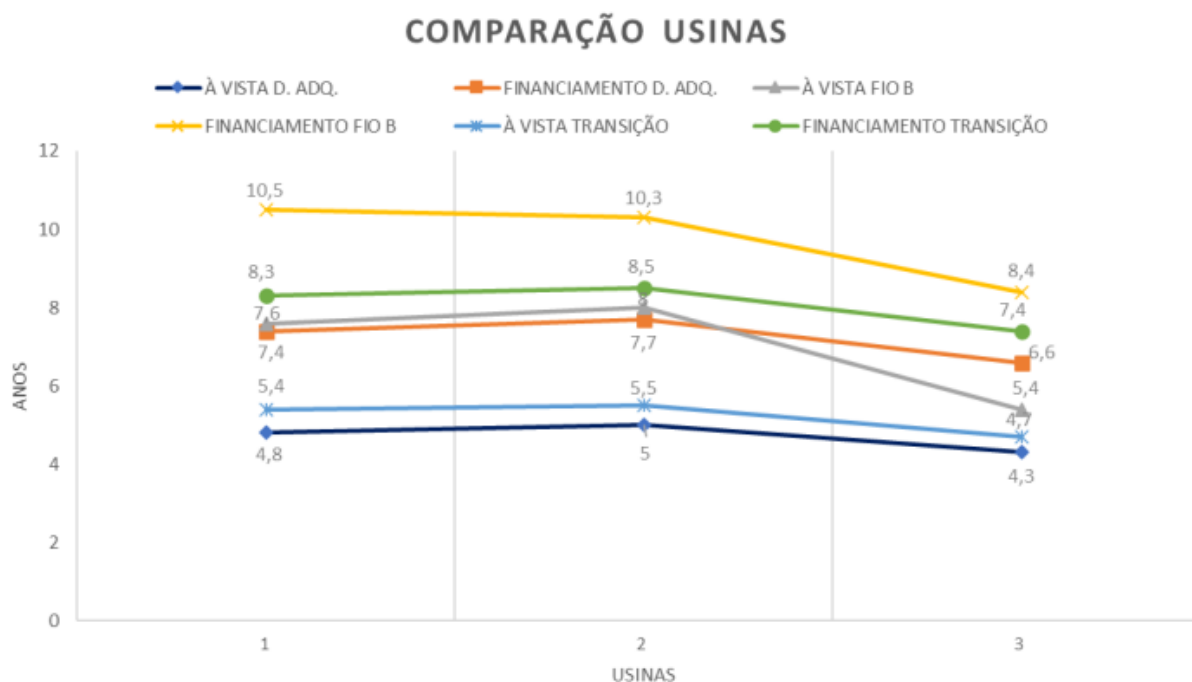


Figure 4.22 - Comparação das 3 usinas nos três momentos

Fonte: Próprio Autor

Com isso, pode-se concluir que a viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica depende de alguns fatores, como o preço da energia elétrica na região, a quantidade de radiação solar disponível, o tamanho e a qualidade do sistema fotovoltaico instalado, os custos de instalação e manutenção, e os incentivos fiscais e financeiros disponíveis.

Existem diversas linhas de financiamento e programas de incentivo à energia solar em Fortaleza-CE, o que torna o investimento em um sistema fotovoltaico residencial ainda mais viável e acessível. Além disso, com a instalação de um sistema fotovoltaico, a valorização imobiliária do imóvel pode aumentar, o que também contribui para o retorno financeiro do investimento.

Portanto, a energia solar fotovoltaica é uma opção viável e rentável para o setor residencial em Fortaleza-CE, que pode trazer economia na conta de energia elétrica, redução de impactos ambientais e valorização do imóvel.

Pode-se ressaltar ainda, um ponto interessante da Lei, que após esta entrar em vigor será a não duplicidade da cobrança do custo de disponibilidade. O Art. 16 da Lei 14300/2022 diz sobre isso:

Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente (BRASIL, ART.16, LEI 14300/2022).

4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Foi realizado algumas variações em variáveis importantes na análise de viabilidade econômica das usinas em estudo, e os parâmetros que foram alterados foi a variação em $\pm 0,5\%$ da taxa de juros ao mês do financiamento, o período de tempo do financiamento foi reduzido para 36 meses, ou seja, 3 anos e uma variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual para ambos tipos de obtenção do sistema.

4.3.1 Variação de $\pm 0,5\%$ da taxa de juros ao mês do financiamento

Analisou-se todas as 3 usinas, apenas para os consumidores que fizeram a adesão do sistema mediante financiamento, realizando essa variação de $\pm 0,5\%$ na taxa de juros mensal para verificarmos o impacto que isso proporciona no período de retorno do investimento, ou seja, se ele ainda continua um investimento viável e atrativo.

O valor da parcela para a usina 1, que é do sistema de R\$20.000,00 é de R\$655,33 ao mês, para um juros de 1,61%a.m., realizando a variação em 0,5% tanto para mais quanto para menos, pode-se observar os determinados resultados que podem ser visualizados na Tabela 4.5. A parcela com o juros de 2,11%a.m., resulta em uma parcela de R\$755,33/mês, já para a taxa de juros referente a 1,11%a.m., resulta em uma parcela de 555,33/mês.

Tabela 4.5 - Usina 1 variações de juros		
	+0,5%	-0,5%
Direito Adquirido		
Payback	8 anos e 4 meses	6 anos e 6 meses
TIR	28,59%	41,86%
VPL do Projeto	149538,97	159706,66
100% Fio B		
Payback	11 anos e 9 meses	9 anos e 3 meses
TIR	18,88%	25,08%
VPL do Projeto	83065,77	93233,46

Tabela 4.5 - Usina 1 variações de juros

Período de transição		
Payback	9 anos e 4 meses	7 anos e 3 meses
TIR	25,11%	34,95%
VPL do Projeto	130640,98	140808,68

Fonte: Próprio Autor.

Pode-se observar, como já esperado, que na análise de 100% do pagamento do Fio B por parte do consumidor seria no caso que o período de retorno iria ter um maior aumento. É possível perceber que houve um aumento médio de um ano para mais ou menos. Na Usina 1, com a taxa de juros usual de 1,61%a.m., obteve-se para o direito adquirido um tempo de retorno de 7 anos e 5 meses já com a variação nos juros em $\pm 0,5\%$ resultou em um *payback* de 8 anos e 4 meses e 6 anos e 6 meses, uma média de 1 ano de diferença tanto para mais quanto para menos.

O valor da parcela para a usina 2, que é do sistema de R\$20.617,00 é de R\$675,55 ao mês, para um juros de 1,61%a.m., realizando a variação em 0,5% tanto para mais quanto para menos, pode-se observar os determinados resultados que podem ser visualizados na Tabela 4.6. A parcela com o juros de 2,11%a.m., resulta em uma parcela de R\$778,64/mês, já para a taxa de juros referente a 1,11%a.m., resulta em uma parcela de 572,47/mês.

Tabela 4.6 - Usina 2 variações de juros

	+0,5%	-0,5%
Direito Adquirido		
Payback	8 anos e 8 meses	6 anos e 9 meses
TIR	27,23%	39,12%
VPL do Projeto	145314,06	155795,42
100% Fio B		
Payback	11 anos e 11 meses	9 anos e 5 meses
TIR	18,54%	24,58%
VPL do Projeto	83058,53	93539,90
Período de transição		
Payback	9 anos e 6 meses	7 anos e 5 meses
TIR	24,34%	33,58%

Tabela 4.6 - Usina 2 variações de juros

VPL do Projeto	129363,32	139844,68
-----------------------	-----------	-----------

Fonte: Próprio Autor.

A usina 2 apresentou resultados semelhantes ao da Usina 1, uma vez que para a análise inicial do trabalho para um juros de 1,61%a.m., obteve-se uma diferença média em relação as variações realizadas nos juros referente a um tempo médio de 1 ano para mais com a variação para 2,11%a.m., e em média um ano à menos referente a utilização da taxa de juros de 1,11%a.m., possuiu um aumento mais significativo na análise de 100% da taxação do Fio B, onde na variação dos juros para 2,11%a.m., obteve-se em um aumento no período de retorno de 1 ano e 7 meses.

O valor da parcela para a usina 3, que é do sistema de R\$26.000,00 é de R\$851,93 ao mês, para um juros de 1,61%a.m., realizando a variação em 0,5% tanto para mais quanto para menos, pode-se observar os determinados resultados que podem ser visualizados na Tabela 4.7. A parcela com o juros de 2,11%a.m., resulta em uma parcela de R\$981,93/mês, já para a taxa de juros referente a 1,11%a.m., resulta em uma parcela de 721,93/mês.

A Tabela 4.7 apresenta os resultados para estas variações realizada na taxa de juros mensal, na usina 3, no qual possui uma potência de pico de 5,5kWp, esta apresentou em todas as análises, seja direito adquirido, 100% do Fio B, ou mesmo o período de transição, uma média de aumento de 1 ano para mais ou menos. É a usina onde apresentou um tempo de retorno mais rápido, em todas as análises realizadas, uma vez que quanto maior for a conta de energia mais rápido será possível obter o retorno do investimento.

Tabela 4.7 - Usina 3 variações de juros

	+0,5%	-0,5%
Direito Adquirido		
Payback	7 anos e 6 meses	5 anos e 10 meses
TIR	32,95%	51,93%
VPL do Projeto	227504,28	240722,28
100% Fio B		
Payback	9 anos e 5 meses	7 anos e 4 meses
TIR	24,55%	34,15%
VPL do Projeto	160206,62	173424,62

Tabela 4.7 - Usina 3 variações de juros

Período de transição		
Payback	8 anos e 4 meses	6 anos e 5 meses
TIR	28,92%	42,34%
VPL do Projeto	202349,11	215567,10

Fonte: Próprio Autor.

De acordo com as análises realizadas é possível concluir que a alteração na taxa de juros acarreta alterações diretas no tempo de retorno do investimento, logo se não houvesse financiamentos exclusivos para essa finalidade de energia solar e as taxas de juros fossem altas, poderia inviabilizar o investimento, mas pode-se perceber que por meio das análises realizadas o investimento continuou atrativo.

4.3.2 Redução do período de financiamento para 3 anos

Analisou-se todas as 3 usinas, apenas para os consumidores que fizeram a adesão do sistema mediante financiamento, realizando uma redução do financiamento para 3 anos, afim de analisar o impacto que isso proporciona no período de retorno do investimento, ou seja, se ele ainda continua um investimento viável e atrativo.

O valor da parcela para a usina 1, que é do sistema de R\$20.000,00 é de R\$877,55 ao mês, para um juros de 1,61%a.m., realizando uma diminuição para 36 meses no período do financiamento, pode-se observar os determinados resultados que podem ser visualizados na Tabela 4.8, e conclui-se que os resultados da redução do período do financiamento resultou em uma diminuição do tempo médio de retorno da usina 1 em 1 ano.

Tabela 4.8 - Usina 1 redução do tempo

Direito Adquirido	
Payback	6 anos e 6 meses
TIR	33,01%
VPL do Projeto	159680,63
100% Fio B	

Tabela 4.8 - Usina 1 redução do tempo	
Payback	9 anos e 3 meses
TIR	22,34%
VPL do Projeto	93207,44
Período de transição	
Payback	7 anos e 3 meses
TIR	29,14%
VPL do Projeto	140782,65

Fonte: Próprio Autor.

O valor da parcela para a usina 2, que é do sistema de R\$20.617,00 é de R\$904,63 ao mês, para um juros de 1,61%a.m., realizando uma diminuição para 36 meses no período do financiamento, pode-se observar os determinados resultados que podem ser visualizados na Tabela 4.9, e conclui-se que os resultados da redução do período do financiamento resultou em uma redução do tempo médio de retorno da usina 2 em 1 ano e 2 meses quando comparado com o financiamento no período de 5 anos.

Tabela 4.9 - Usina 2 redução do tempo	
Direito Adquirido	
Payback	6 anos e 7 meses
TIR	32,46%
VPL do Projeto	161349,32
100% Fio B	
Payback	9 anos e 1 mês
TIR	22,79%
VPL do Projeto	99093,80
Período de transição	
Payback	7 anos e 5 meses
TIR	28,29%
VPL do Projeto	139818,02

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 4.23 mostra de forma mais didática o tempo de retorno da usina 2 para a análise de 100% do Fio B, ou seja, a taxaço do valor integral referente a esse custo que compõe a TUSD. Por meio da figura fica notório que há o pico dos gastos com o pagamento da energia

mais a parcela do financiamento no terceiro ano, e que após finalizar o terceiro ano os custos já reduzem e após isso já é possível verificar o retorno do investimento efetuado.

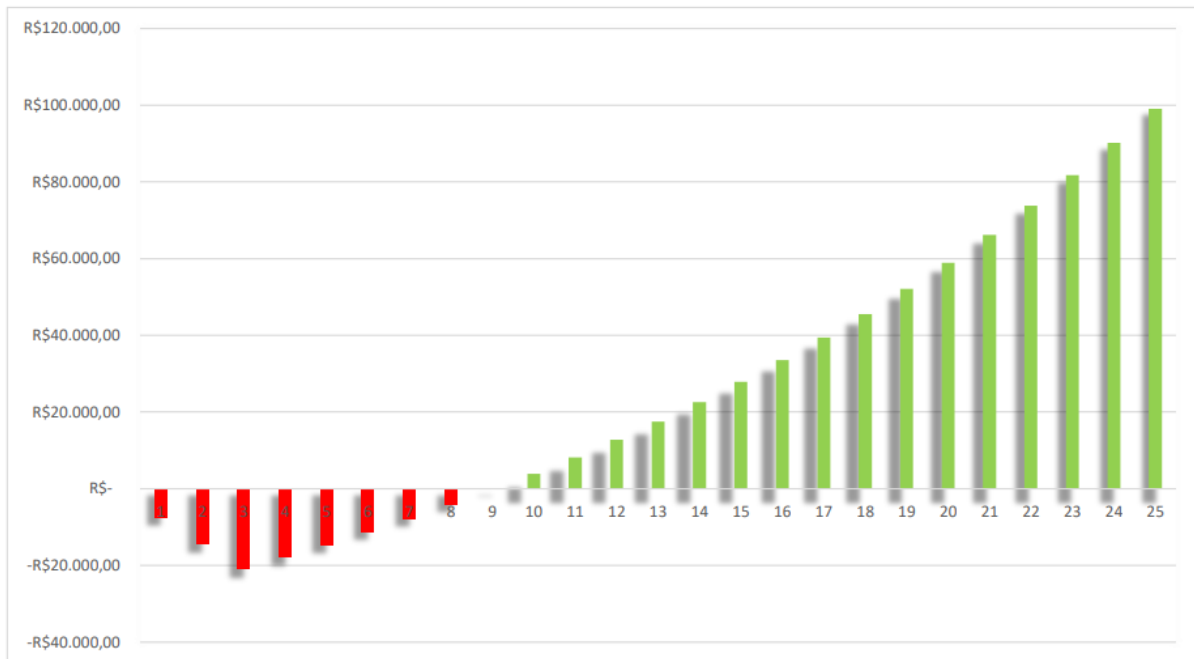


Figura 4.23 - Usina 2 com 100% do Fio B e tempo de 3 anos de financiamento

Fonte: Próprio Autor.

O valor da parcela para a usina 3, que é do sistema de R\$26.000,00 é de R\$1140,82 ao mês, para um juros de 1,61%a.m., realizando uma diminuição para 36 meses no período do financiamento, pode-se observar os determinados resultados que podem ser visualizados na Tabela 4.10, e conclui-se que os resultados da redução do período do financiamento resultou em uma diminuição do tempo médio de retorno da usina 1 em 1 ano.

Tabela 4.10 - Usina 3 redução do tempo

Direito Adquirido	
Payback	5 anos e 10 meses
TIR	37,72%
VPL do Projeto	240688,34
100% Fio B	
Payback	7 anos e 4 meses
TIR	28,59%
VPL do Projeto	173390,67
Período de transição	

Tabela 4.10 - Usina 3 redução do tempo	
Payback	6 anos e 5 meses
TIR	33,32%
VPL do Projeto	215533,16

Fonte: Próprio Autor.

Por meio das análises efetuadas na diminuição do tempo de financiamento, percebeu-se que houve em média a redução de 1 ano referente ao período do tempo de retorno do estudo realizado para o período de 5 anos. Com isso, pode-se concluir que o tempo do financiamento também é uma variável bastante importante e que tem impacto direto com o retorno do investimento realizado.

4.3.3 Variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual

Analisou-se todas as 3 usinas, para os consumidores que fizeram a adesão do sistema mediante as duas maneiras de pagamento que seria à vista e financiamento, realizando essa variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual para verificarmos o impacto que isso proporciona no período de retorno do investimento, ou seja, se ele ainda continua um investimento viável e atrativo.

Foi realizada essa variação em todas as análises, em cada usina, que seria para o direito adquirido, 100% do Fio B e período de transição, e a partir dessas análises conseguimos verificar no que essa variável representa para alterações no tempo de retorno do sistema. Sabe-se que ela é uma variável fundamental no que diz respeito ao *payback*, uma vez que no fluxo de caixa é baseado no valor da economia, que seria a diferença do que o cliente pagaria sem energia solar pelo valor que o cliente pagaria com energia solar, considerando esse dado anual, logo o reajuste tarifário é necessário nesse cálculo.

A Tabela 4.11 mostra os resultados de todas as análises da usina 1, para o direito adquirido, 100% do Fio B e o período de transição da Lei Federal 14300/2022. Essas análises são baseadas na variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual, uma vez que o reajuste médio da tarifa de energia elétrica para os consumidores residenciais em 2022 foi de 11,35%, de acordo com Aneel, foi analisado o reajuste tarifário anual sendo 4,35% a.a., e de 18,35% a.a..

Tabela 4.11 - Usina 1 variação de reajuste tarifário anual

	À vista		Financiamento	
	+7%	-7%	+7%	-7%
Direito Adquirido				
Payback	4 anos e 4 meses	5 anos e 6 meses	6 anos e 5 meses	9 anos e 4 meses
TIR	38,03%	24,20%	45,82%	21,72%
VPL do Projeto	476971,06	61008,59	463655,10	47692,62
100% Fio B				
Payback	6 anos e 1 mês	8 anos e 7 meses	8 anos e 7 meses	14 anos e 11 meses
TIR	30,13%	16,52%	31,16%	11,90%
VPL do Projeto	301194,37	32356,17	287878,41	19040,21
Período de transição				
Payback	4 anos e 10 meses	6 anos e 3 meses	7 anos	10 anos e 9 meses
TIR	35,47%	21,56%	40,18%	18,02%
VPL do Projeto	438861,72	51341,62	425545,76	38025,65

Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 4.11 apresenta os dados baseados na análise inicial deste trabalho, possui o valor de aquisição de R\$20.000,00, uma taxa de desconto (inflação) 5,79% a.a., com uma potência de pico de 3,96kWp e para a análise do financiamento uma parcela mensal de R\$655,33 durante um período de 5 anos.

A Figura 4.24 apresenta a usina 1 na análise do direito adquirido obtida mediante financiamento e com uma variação de -7% do valor inicial do reajuste tarifário, ou seja, para uma usina de 3,96kWp, adquirida mediante financiamento bancário no prazo de 60 meses, com um juros mensal de 1,61% e um reajuste tarifário anual de 4,35%. Pode-se perceber mediante a Figura 4.24 que no período do financiamento ele chega em seu pico e depois inicia o retorno do investimento realizado.

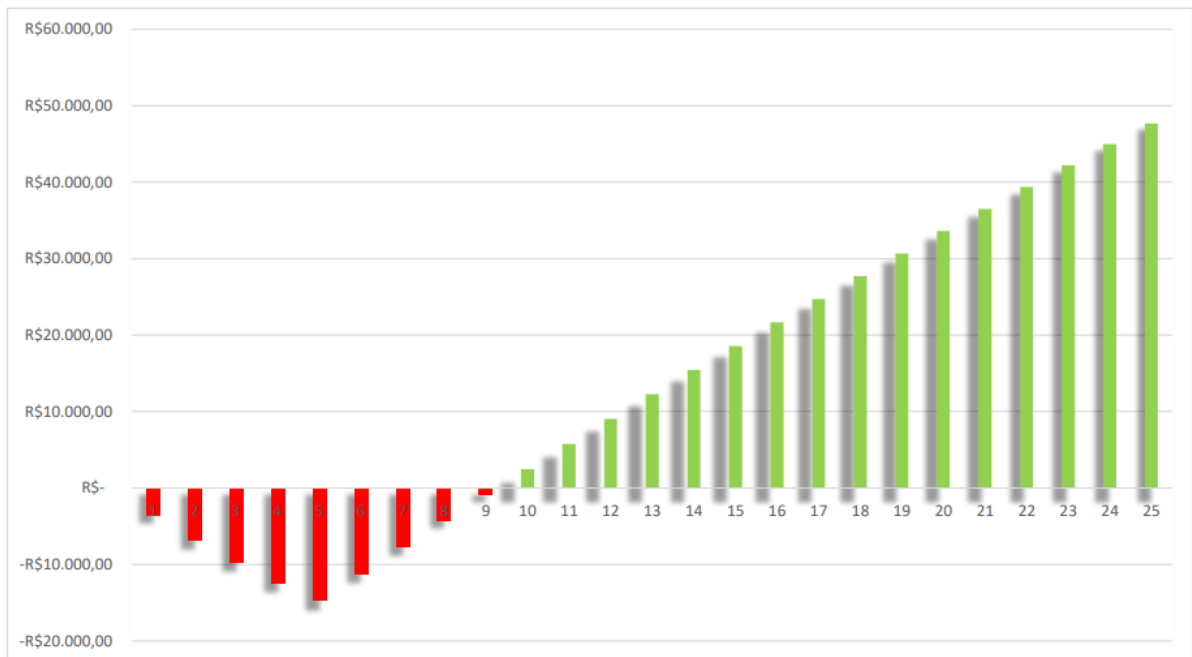


Figura 4.24 - Usina 1 com direito adquirido e financiamento com reajuste tarifário anual de 4,35%

Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 4.12 apresenta os resultados de todas as análises da usina 2, para o direito adquirido, 100% do Fio B e o período de transição da Lei Federal 14300/2022. Essas análises são baseadas na variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual, uma vez que o reajuste médio da tarifa de energia elétrica para os consumidores residenciais em 2022 foi de 11,35%, de acordo com Aneel, foi analisado o reajuste tarifário anual sendo 4,35% a.a., e de 18,35% a.a..

Tabela 4.12 - Usina 2 variação de reajuste tarifário anual

	À vista		Financiamento	
	+7%	-7%	+7%	-7%
Direito Adquirido				
Payback	4 anos e 5 meses	5 anos e 7 meses	6 anos e 6 meses	9 anos e 6 meses
TIR	37,67%	23,84%	44,98%	21,19%
VPL do Projeto	483072,49	61486,72	469345,57	47759,80
100% Fio B				
Payback	6 anos	8 anos e 5 meses	8 anos e 5 meses	14 anos e 7 meses
TIR	30,50%	16,87%	31,71%	12,30%

Tabela 4.12 - Usina 2 variação de reajuste tarifário anual

VPL do Projeto	318448,70	34652,28	304721,78	20925,36
Período de transição				
Payback	5 anos	6 anos e 6 meses	7 anos e 2 meses	11 anos e 2 meses
TIR	34,86%	20,96%	39%	17,23%
VPL do Projeto	438897,34	50569,60	425170,42	36842,68

Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 4.12 apresenta os dados baseados na análise inicial deste trabalho, possui o valor de aquisição de R\$20.617,00, uma taxa de desconto (inflação) 5,79%a.a., com uma potência de pico de 4,36kWp e para a análise do financiamento uma parcela mensal de R\$675,33 durante um período de 5 anos.

A Figura 4.25 apresenta a usina 2 na análise de 100% do Fio B obtida mediante pagamento à vista e com uma variação de +7% do valor inicial do reajuste tarifário, ou seja, para uma usina de 4,36kWp, adquirida mediante pagamento à vista e um reajuste tarifário anual de 18,35%. Pode-se observar na Figura 4.25 que o primeiro ano é o pico do valor que foi desembolsado e logo depois inicia o retorno do investimento efetuado.

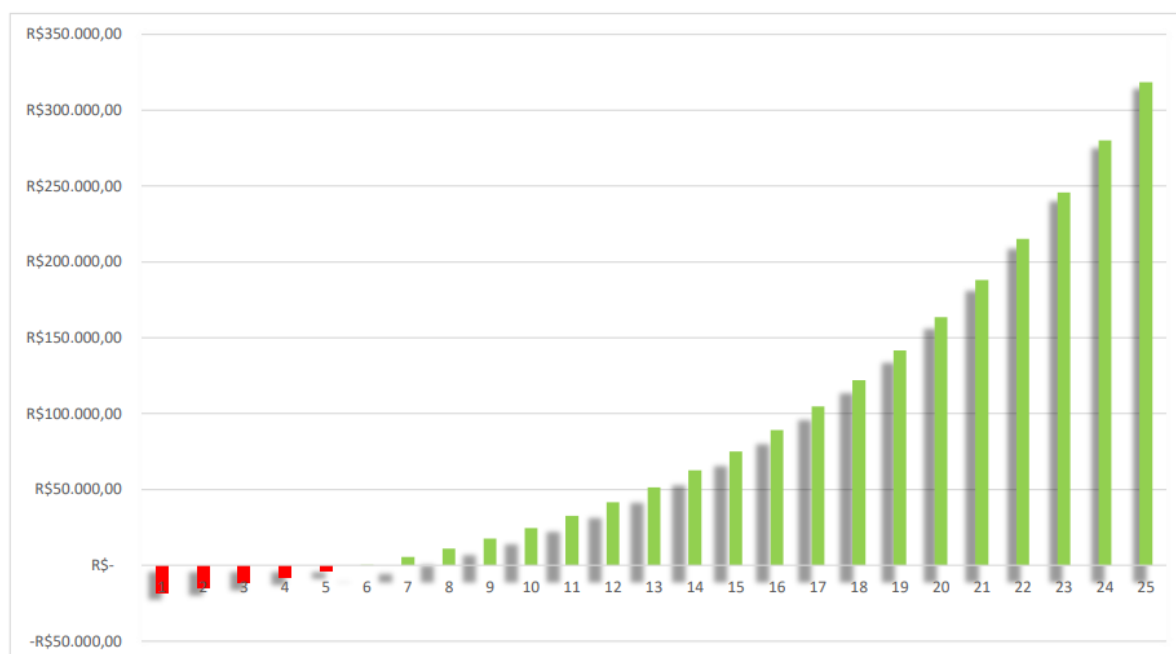


Figura 4.25 - Usina 2 100% Fio B à vista com reajuste tarifário anual de 4,35%

Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 4.13 mostra os resultados de todas as análises da usina 3, para o direito adquirido, 100% do Fio B e o período de transição da Lei Federal 14300/2022. Essas análises

são baseadas na variação de $\pm 7\%$ no reajuste tarifário anual, uma vez que o reajuste médio da tarifa de energia elétrica para os consumidores residenciais em 2022 foi de 11,35%, de acordo com Aneel, foi analisado o reajuste tarifário anual sendo 4,35% a.a., e de 18,35% a.a..

Tabela 4.13 - Usina 3 variação de reajuste tarifário anual

	À vista		Financiamento	
	+7%	-7%	+7%	-7%
Direito Adquirido				
Payback	3 anos e 11 meses	4 anos e 10 meses	5 anos e 10 meses	8 anos e 2 meses
TIR	40,89%	27,01%	53,48%	26,36%
VPL do Projeto	707599,23	93580,08	690288,42	76269,27
100% Fio B				
Payback	4 anos e 11 meses	6 anos e 5 meses	7 anos e 1 mês	10 anos e 11 meses
TIR	35%	21,23%	39,37%	17,57%
VPL do Projeto	529645,39	64572,29	512331,58	47261,48
Período de transição				
Payback	4 anos e 4 meses	5 anos e 5 meses	6 anos e 4 meses	9 anos e 3 meses
TIR	38,29%	24,36%	46,3%	21,98%
VPL do Projeto	656759,02	80726,79	639448,21	63415,99

Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 4.13 apresenta os dados baseados na análise inicial deste trabalho, possui o valor de aquisição de R\$26.000,00, uma taxa de desconto (inflação) 5,79% a.a., com uma potência de pico de 5,5kWp e para a análise do financiamento uma parcela mensal de R\$851,93 durante um período de 5 anos.

A Figura 4.26 apresenta a usina 3 na análise do período de transição da Lei 14300/2022 obtida mediante financiamento bancário e com uma variação de -7% do valor inicial do reajuste tarifário, ou seja, para uma usina de 5,5kWp, adquirida mediante financiamento com um juros mensal de 1,61% e um período de 60 meses para realizar o pagamento, e um reajuste tarifário anual de 4,35%. Observa-se na Figura 4.26 que no quinto ano alcança o pico do valor investido devido a mensalidade do financiamento mais a conta de energia e após isso, inicia o retorno do investimento.

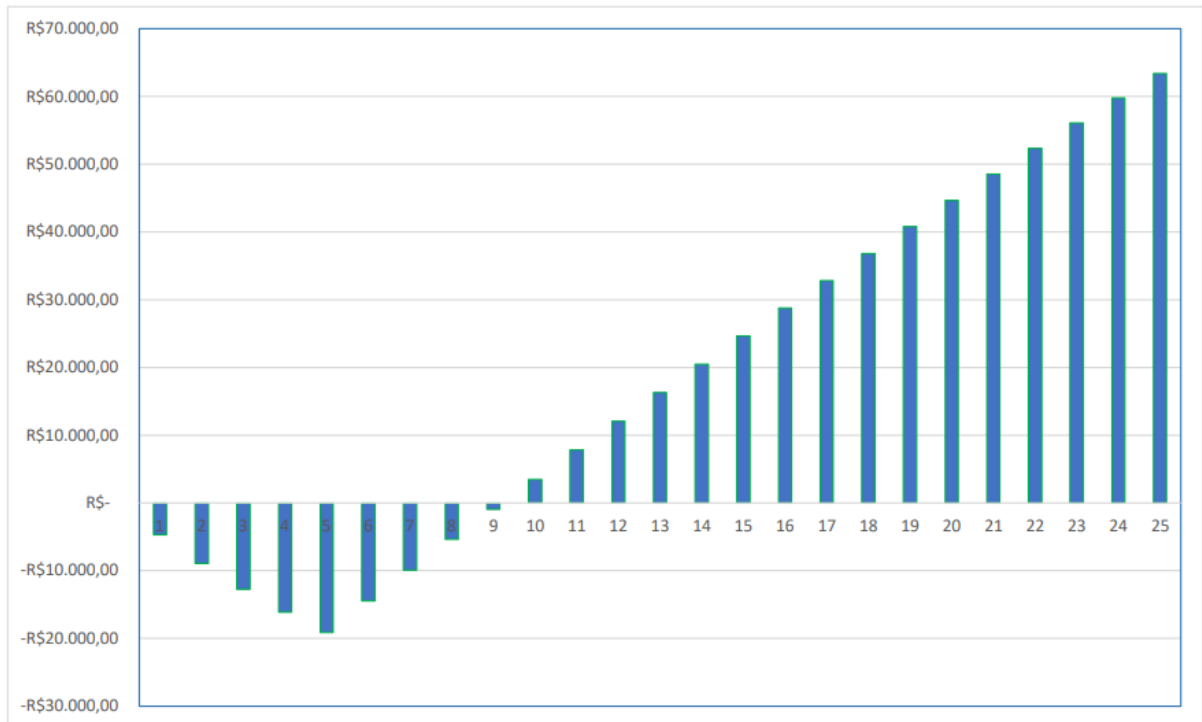


Figura 4.26 - Usina 3, período de transição e financiamento com reajuste tarifário anual de 4,35%

Fonte: Próprio Autor.

Observa-se mediante a análise da variação do reajuste tarifário anual, que quanto maior for o reajuste, mais viabiliza a aquisição do sistema de energia solar fotovoltaica, uma vez que o tempo de retorno do investimento reduz, com isso o consumidor consegue obter um retorno mais rápido nas regiões onde esse reajuste é mais alto, por outro lado, um reajuste tarifário anual cerca de 4,35% como foi realizado as análises mostra que o projeto não torna-se inviável, e que mesmo que o reajuste não seja tão alto, o investimento ainda continua atrativo.

5 CONCLUSÃO

A classe residencial lidera a potência instalada de geração fotovoltaica no Brasil, a energia solar vem avançando cada vez mais em relação a geração de energia; com isso, fica cada vez mais perceptível a necessidade de incluir na matriz energética fontes alternativas de energia. Isto pois, o sistema permanece com opções de geração e não se fundamenta em uma só. O foco é a diversificação da matriz energética mediante fontes renováveis diminuindo desta forma, a emissão de CO_2 .

No que diz respeito à aplicação da geração distribuída, fica claro a importância do presente estudo sobretudo, no momento em que o mundo se volta para debate sobre o esgotamento das fontes de energia, alterações climáticas causadas por emissão de gases poluentes e demais questões voltadas à sustentabilidade e ao impacto ambiental. Nesse cenário, ressalta-se que a atual situação energética do Brasil se encontra em alerta, a necessidade de estudos que fomentem a implementação de fontes alternativas de energia se torne cada vez mais premente.

Este trabalho visa a mostrar os benefícios da inserção da geração distribuída nas residências, visto que quantitativamente, esta é a maior classe do país, e efetuar esta análise técnica, econômica e em termos de redução de emissões líquidas de GEE. A conscientização e benefícios para os optantes por estas ações devem ser mais divulgadas para se tornarem cada vez mais eficazes, assim como, o uso de equipamentos e sua substituição por meio da análise do impacto a demanda oriundos desta ação.

O presente estudo simulou três cenários residenciais, com consumos diferentes, dentro da faixa de maior adequação da população em estudo na cidade de Fortaleza. Com isso, podemos verificar que todos os cenários são viáveis visto que possui tempo de retorno atrativo, tanto para o consumidor que adquire o sistema à vista ou mediante financiamento. O estudo, desta forma, se mostrou viável no Estado do Ceará, região Nordeste do Brasil, mas precisamente na cidade de Fortaleza.

Portanto, a energia solar fotovoltaica é uma opção viável e rentável para o setor residencial em Fortaleza-CE, que pode trazer economia na conta de energia elétrica, redução de impactos ambientais e valorização do imóvel.

6 TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se a continuidade desse trabalho, expandindo-o por meio das seguintes propostas:

- 01) Um software de autogerenciamento de geração atrelado ao gerenciamento de consumo e oferta para o máximo rendimento financeiro
- 02) O software proposto poderá ser comercializado para empreendimentos de geração e utilizado como base para novas avaliações de valor das empresas
- 03) Otimização multicritério
- 04) Restrição dada as regras de negócio

REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006. 2006. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acessado em: 6 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Consultas Públicas. Brasil, 2020c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>. Acessado em: 6 abr. 2021.

ANEEL. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Resolução n. 414, de 9 de setembro de 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acessado em: 26 jan.2021.

ANEEL. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Resolução n. 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acessado em: 13 fev.2020.

ANEEL. Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Resolução n. 547, de 16 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acessado em: 10 fev.2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acessado em: 30 out. 2021.

ANEEL. **Entendendo a Tarifa.** 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acessado em:30 jan.2021.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias.** 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acessado em: 10 fev.2021.

ANEEL. **Bandeira tarifária de março será verde.** 2020b. Disponível:<https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19827540>. Acessado em: 17 jun. 2021.

AGÊNCIA BRASIL. Saiba como os estados brasileiros estão retomando a atividade econômica. Disponível em<<https://agenciabrasil.ebc.com.br/saude/noticia/2020-06/saiba-como-estados-brasileiros-est%C3%A3o-retomando-a-atividade-economica>>. Acessado em: 14 set. 2020.

ABRADEE, A. B. de Distribuidoras de E. E. Perdas na distribuição: baixa tensão, altos prejuízos - Reportagem Especial Canal Energia. 2013. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/1018-perdas-na-distribuicao-baixa-tensao-altos-prejuizos-reportagem-especial-canal-energia>>. Acessado em:30 out. 2021.

AMINI, M. H. **Decentralized operation of interdependent power and energy networks: Blockchain and security.** [S.l.], Elsevier Inc., 2020. Disponível em:

<http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-817862-1.00004-X>.

AZEVEDO, F. S., FLORA, C. R. "Análise da Tarifa Branca para Classe Residencial Utilizando Dados Reais de Medições Inteligentes", **New Energy Landscape: Impacts for Latin America**, p. 15, 2017.

AMORIM, F.; ORTIZ, M. E. R. A construção de uma agenda global de financiamento à infraestrutura no pós-crise financeira internacional e sua repercussão no Brasil The construction of a global infrastructure financing agenda in the post-international financial crisis and its repercuss. **OIKOS - REVISTA DE ECONOMIA POLÍTICA INTERNACIONAL**, v. 19, n. 2, p. 25–40, 2020.

BENDA, V. "Photovoltaics towards terawatts - progress in photovoltaic cells and modules", **IET Power Electronics**, v. 8, n. 12, p. 2343–2351, 2015. DOI: 10.1049/iet-pel.2015.0102.

BNDES. BNDES desenvolve ciclo sustentável com emissão de Letras Financeiras Verdes. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndesdesenvolve-ciclo-sustentavel-com-emissao-de-letrasfinanceirasverdes!/ut/p/z1/vVVbU6MwFP4t-8BjmhRCob6horWIXla7Wl6cQEObHUGwSanur99D7cu6FsfpusxkOBzO9TvfAZziB5xK1ogls0JJVsLzPB08J>>. Acesso em: 30 jan. 2022.

BNDES. financia maior complexo de energia solar em construção na América Latina. Disponível em: <https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/detalhe/noticia/BNDES-financiamaior-complexo-de-energia-solar-em-construcao-na-AmericaLatina/?utm_source=intagram&utm_medium=social&utm_campaign=organico>. Acesso em: 30 jan. 2022.

Bordeaux-Rêgo, R., Paulo, G. P., Spritzer, I. M. de P. A., & Zotes, L. P. (2013). Viabilidade econômico-financeira de projetos. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: Editora FGV, 4. ed.

BRITO, RP; BRITO, LAL Vantagem Competitiva, criação de valor e seus efeitos sobre o desempenho. **Revista de Administração de Empresas**, v. 52, n. 1, pág. 70-84, 2012.

BROM, L. G.; BALIAN, J. E. A. **Análise de investimentos e capital de giro: conceitos e aplicações**. São Paulo: Saraiva, 2007.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTTKE, B. H. **Análise de Investimentos - Manual Para Solução de Problemas e Tomadas de Decisão**. 12.ed. São Paulo: Atlas, 2020. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788597023299/>. Acesso em: 11 dez. 2022.

CHEN, SOPHIA; IGAN, DENIZ O; PIERRI, NICOLA; PRESBITERO, ANDREA F; SOLEDAD, MARIA; PERIA, M. "Acompanhando o impacto econômico do COVID-19 e as políticas de mitigação na Europa e nos Estados Unidos", **Fundo Monetário Internacional**, p. 2–10, 2020.

CLARKE ENERGIA, **um ano de pandemia, o que mudou no setor elétrico?**. Disponível em: <[https:// clarke.com.br/um-ano-de-pandemia-o-que-mudou-no-setor-eletrico](https://clarke.com.br/um-ano-de-pandemia-o-que-mudou-no-setor-eletrico)>. Acessado em: 22 dez. 2021.

CONFESSOR, K. L. A.; SANTOS, J. F. DOS. A valorização das debêntures: fatores evidenciados na literatura. **Revista Brasileira de Administração Científica**, v. 11, n. 1, p. 16–23, 6 jan. 2020.

CEPEL - CRESESB – Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=481>>. Acessado em: 20 jan. 2023.

CUI, S., WANG, Y. W., LI, C., *et al.* "Prosumer community: A risk aversion energy sharing model", **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 11, n. 2, p. 828–838, 2020. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2909301.

CUNJIANG, Y., HUAXUN, Z., LEI, Z. "Architecture Design For Smart Grid", **Energy Procedia**, v. 17, p. 1524–1528, 2012. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.02.276.

Dal Zot, W., & Castro, M. L. de. (2015). *Matemática financeira: fundamentos e aplicações*. Porto Alegre, Rio Grande do Sul: Bookman.

DESTEK, M. A., SINHA, A. "Renewable, non-renewable energy consumption, economic growth, trade openness and ecological footprint: Evidence from organisation for economic Co-operation and development countries", **Journal of Cleaner Production**, v. 242, p. 118537, 2020. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118537. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118537>.

DUTTA, B. Y. A., BOURI, E., UDDIN, G. S., *et al.* "Impact of COVID-19 on Global Energy Markets", **IAEE Energy Forum/ Covid-19 Issue 2020**, p. 26–29, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético**. Brasil, 2019a.

FAN, J. L. et al. A comparison of the regional investment benefits of CCS retrofitting of coalfired power plants and renewable power generation projects in China. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 92, n. 1, p. 102858, 2020.

FERRAZ, Bibiana Maitê Petry. **Programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado a consumidores de baixa tensão**. 2016. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

GAO, J., XIAO, Y., LIU, J., *et al.* "A survey of communication/networking in Smart Grids", **Future Generation Computer Systems**, v. 28, n. 2, p. 391–404, 2012. DOI: 10.1016/j.future.2011.04.014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.future.2011.04.014>.

GOMES, P. V. et al. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. **Energy Policy**, v. 115, p. 199–206, abr. 2018.

GOUGH, M., SANTOS, S. F., JAVADI, M., *et al.* "Prosumer flexibility: A comprehensive state-of-the-art review and scientometric analysis", **Energies**, v. 13, n. 11, p. 1–32, 2020. DOI: 10.3390/en13112710.

GOULART, J. A. G. **EFEITOS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA À DEMANDA E DA MICROGERAÇÃO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**. 2015. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

GOUVÊA, A. R. **UMA VISÃO ESTRATÉGICA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FRENTE AOS DESAFIOS DA EXPANSÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NO BRASIL**. 2019. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

HAGSPIEL, V. et al. Green investment under time-dependent subsidy retraction risk. **Journal of Economic Dynamics and Control**, p. 103936, 28 maio 2020.

HASANKHANI, A., MEHDI HAKIMI, S., SHAFIE-KHAH, M., *et al.* "Blockchain technology in the future smart grids: A comprehensive review and frameworks", **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 129, n. January, p. 106811, 2021. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.106811. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106811>.

IEA. Covid-19 impact on electricity. 2020a. Disponível em:<<https://www.iea.org/reports/covid-19-impact-on-electricity>>Acessado em 07 jun 2021.

IEA. COVID-19. Exploring the impacts of the Covid-19 pandemic on global energy markets, energy resilience, and climate change. 2020b. Disponível em:<<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>>. Acesso em 07 jun 2021.

KAGAN, N. et al. *Redes elétricas inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação*. 1. ed. [S.l.]: Synergia: iABRADEE; Brasília: ANEEL, 2013.

KALOGIROU, Soteris A. *Solar energy engineering: processes and systems*. Academic Press, 2013.

KANG, J., YU, R., HUANG, X., *et al.* "Enabling Localized Peer-to-Peer Electricity Trading among Plug-in Hybrid Electric Vehicles Using Consortium Blockchains", **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 13, n. 6, p. 3154–3164, 2017. DOI: 10.1109/TII.2017.2709784.

LEE, S., LEE, H., YOO, T., *et al.* "in the South Korean Power System", p. 1–6, 2010.

LIMBERGER, M. A. **Estudo da tarifa branca para a classe residencial pela medição de consumo de energia e de pesquisa de posses e hábitos** Marcos Alexandre Limberger **Estudo da tarifa branca para a classe residencial pela medição de consumo de energ.** 2014. PUC Rio de Janeiro, 2014.

LO, C. H., ANDERSON, M. D. "Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 14, n. 3, p. 824–829, 1999. DOI: 10.1109/60.790960.

LOKESHGUPTA, B., SIVASUBRAMANI, S. "Multi-objective home energy management with battery energy storage systems", **Sustainable Cities and Society**, v. 47, n. June 2018, p. 101458, 2019. DOI: 10.1016/j.scs.2019.101458. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101458>.

MACGILL, I.; BRUCE, A.; YOUNG, S. **Renewable energy auctions versus Green Certificate Schemes - Lower prices but greater integration costs?** IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). *Anais...*2019.

MARTINEZ, G. C. **VERIFICAÇÃO DE ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO DE CLIENTES DE MÉDIA E ALTA TENSÃO CATIVOS DE UMA DISTRIBUIDORA VIA SIMULAÇÃO**. 2017. PUC- Rio de Janeiro, 2017.

MENDONÇA, A. K. D. S. et al. *Políticas De Incentivos À Geração De Energia Renovável E a Implantação De Um Sistema Isolado De Energia Eólica, Solar E Biógas*. **Semioses**, v. 13, n. 4, p. 97–121, 2019.

MOREIRA, S. *Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética*. *Rio de Janeiro:LTC*, 2017.

NIST. **Nist framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 1.0**. [S.l: s.n.], 2012.

OLIVEIRA, G. H. C., KUIAVA, R., LEANDRO, G. V., *et al.* "UFPR microgrid: A benchmark for distributed generation and energy efficiency research", **2020 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2020**, p. 1–5, 2020.

DOI: 10.1109/ISGT45199.2020.9087708. .

OLIVEIRA, S. de. *Internet das coisas com ESP8266, Arduino e Raspberry PI*. [S.l.]: Novatec Editora, 2017.

PIMENTEL DA SILVA, G. D. et al. Environmental licensing and energy policy regulating utility-scale solar photovoltaic installations in Brazil: status and future perspectives. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 37, n. 6, p. 503–515, 2019.

ONS. Carga de Energia. (2020). Disponível em:<
http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx>. Acesso em 07 jun 2020.

PEC, J. A. "Integrating distributed generation into electric power systems : A review of drivers , challenges and opportunities", v. 77, n. 2007, p. 1189–1203, 2010. DOI: 10.1016/j.epsr.2006.08.016.

PINTO, M. A. et al. Sensitivity analysis of the carbon payback time for a Brazilian photovoltaic power plant. **Utilities Policy**, v. 63, n. January, p. 101014, abr. 2020.

TER-GAZARIAN, A. Institution of Engineering and Technology, 2011. ISBN 978-1-84919-219-4. Disponível em:<http://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpESPSE001/energy-storage-power/energy-storage-power>. Acessado em: 28 dez. 2021.

TORINELLI, V. H.; SILVA JUNIOR, A. F. D. A. DA; ANDRADE, J. C. S. Wind power energy in Brazil: public financing and future perspectives. **Latin American J. of Management for Sustainable Development**, v. 4, n. 1, p. 41, 2018.

RAMOS, D. S., DEL CARPIO HUAYLLAS, T. E., MOROZOWSKI FILHO, M., *et al.* "New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 117, n. March 2019, p. 109468, 2020. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109468.

ROGOZINSKI, M., CALILI, R. F. "Smart Grid Security Applied to the Brazilian Scenario: A Visual Approach", **IEEE Latin America Transactions**, v. 19, n. 3, p. 446–455, 2021. DOI: 10.1109/TLA.2021.9447694.

SANTOS, C. Dos, CAVALHEIRO, E., BARTMEYER, P., *et al.* "A MINLP model to optimize battery placement and operation in smart grids", **2020 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2020**, p. 13–17, 2020. DOI: 10.1109/ISGT45199.2020.9087769.

SCHLEICHER-TAPPESER, R. "How renewables will change electricity markets in the next five years", **Energy Policy**, v. 48, p. 64–75, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.04.042.

SERRA, E. T., ORLANDO, A. de F., MOSSÉ, A., *et al.* "Armazenamento De Energia: Situação Atual, Perspectivas E Recomendações", **Comitê De Energia Da Academia Nacional De Engenharia Armazenamento**, p. 1–46, 2016.

SMITH, J., ROGERS, B., TAYLOR, J., *et al.* "Time and Location: What Matters Most When Valuing Distributed Energy Resources", **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 2, p. 29–39, 2017. DOI: 10.1109/MPE.2016.2639178.

VILLALVA, M. G; GAZOLI, J.R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. *São Paulo: Érica*, v. 2, 2012.

VICKREY, W. "Responsive pricing of public utility service", **The Bell Journal of Economics and Management Science**, v. 2, n. 1, p. 337–346, 1971. DOI: <https://doi.org/10.2307/3003171>. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/3003171>.

WANG, L., WANG, Z., YANG, R. "Intelligent multiagent control system for energy and comfort management in smart and sustainable buildings", **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 605–617, 2012. DOI: 10.1109/TSG.2011.2178044.

WANG, Z., WANG, L. "Adaptive negotiation agent for facilitating bi-directional energy trading between smart building and utility grid", **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 2, p. 702–710, 2013. DOI: 10.1109/TSG.2013.2237794.

ZHAO, L., YANG, Z., LEE, W. J. "The Impact of Time-of-Use (TOU) Rate Structure on Consumption Patterns of the Residential Customers", **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 6, p. 5130–5138, 2017. DOI: 10.1109/TIA.2017.2734039.

ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de Textos, 2016.

ZILLES, B. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Oficina de Textos, 2016.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA), **Innovation Landscape Brief: Aggregators**, Emirados. Árabes Unidos, Elsevier, 2019. p. 101–125.