



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

PEDRO VÍTOR MEDEIROS DA CONCEIÇÃO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFF-GRID**

Recife
2022

PEDRO VÍTOR MEDEIROS DA CONCEIÇÃO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFF-GRID**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de
Pernambuco, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheiro(a)
Eletricista.

Orientador (a): Prof^a. Dra. Maria Antonieta Cavalcanti de Oliveira

Recife

2022

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

Conceição, Pedro Vítor Medeiros da.

Análise técnica e econômica para sistemas de armazenamento em sistemas
fotovoltaicos off-grid / Pedro Vítor Medeiros da Conceição. - Recife, 2022.
46 p. : il., tab.

Orientador(a): Maria Antonieta Cavalcanti de Oliveira

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -
Bacharelado, 2022.

1. energia solar. 2. sistema fotovoltaico. 3. armazenamento de energia. 4.
análise econômica. 5. geração distribuída. I. Oliveira, Maria Antonieta Cavalcanti
de. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

PEDRO VÍTOR MEDEIROS DA CONCEIÇÃO

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS OFF-GRID**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de
Pernambuco, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.

Aprovado em: 20/10/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof^a. Dr^a. Maria Antonieta Cavalcanti de Oliveira (Orientadora)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Douglas Contente Pimentel Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

RESUMO

Este trabalho trata da comparação entre sistemas fotovoltaicos desconectados da rede e sistemas fotovoltaicos conectados à rede, levando em consideração os aspectos técnicos e critérios de dimensionamento, além dos critérios econômicos que podem justificar ou inviabilizar o investimento. Para tanto, os principais elementos dos sistemas fotovoltaicos são apresentados e estudados quanto às suas características elétricas e os fatores que influenciam seu funcionamento. Dentre os equipamentos estudados, os sistemas de baterias são especialmente analisados, pois são elementos centrais para determinar a capacidade do sistema fotovoltaico desconectado da rede de atender à carga, tendo também um peso grande nos aspectos econômicos que envolvem este tipo de sistema. O estudo leva em consideração os desafios impostos pela Lei 14.300/2022 aos projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e analisa as possibilidades que os sistemas de armazenamento introduzem aos sistemas fotovoltaicos. Um estudo de caso simples é montado para realizar a análise técnica e econômica de ambas as alternativas apresentadas, e através dos resultados obtidos, conclusões acerca da viabilidade destas quando comparadas entre si e com investimentos em geral, através de ferramentas práticas.

Palavras-chave: energia solar; sistema fotovoltaico; armazenamento de energia; análise econômica; geração distribuída.

ABSTRACT

This project consists of the comparison between off-grid photovoltaic systems and on-grid photovoltaic systems through the point of view of the technical aspects and the established sizing criteria, in addition to the economic criteria that may justify or render the investment unfeasible. To achieve this, the main equipment of the photovoltaic systems is presented and its electrical characteristics and the factors that may influence their behavior, studied. Among this equipment, the battery system is studied in special detail, because it is an important factor to determine whether the off-grid photovoltaic system can meet the load demands and it has a very significant participation in the economic analysis. This study takes into consideration the challenges imposed on the on-grid photovoltaic systems by the Brazilian Law 14.300/22, analyzing the possibilities that storage systems create for solar projects. A simple case study was created for the technical and economic analysis of both options presented and the results, with the assistance of practical tools, were used to draw conclusions about their viability when compared to each other and to other generic investments.

Keywords: solar energy; photovoltaic systems; energy storage; economic analysis; distributed generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Célula fotovoltaica - Estrutura básica	16
Figura 2 – Relação entre as grandezas elétricas em um painel fotovoltaico	16
Figura 3 – Esquema de conversão em ondas senoidais puras	18
Figura 4 – Estrutura básica de um sistema fotovoltaico	19
Figura 4 – Estrutura básica de <i>um</i> sistema fotovoltaico	20
Figura 6 – Peso da TUSD Fio B na tarifa do Grupo B Convencional	23
Figura 7 – Composição tarifária da CELPE - Neoenergia	30
Figura 8 – Taxa SELIC anual nos últimos 10 anos	32
Figura 9 – Localização do consumidor residencial, para estudo de caso	33
Figura 10 – Gráfico de irradiação por área do módulo	34
Figura 11 – Gráfico do fluxo de caixa ano a ano para <i>sistema off-grid</i>	40
Figura 12 – Gráfico do fluxo de caixa ano a ano para sistema <i>on-grid</i>	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre tipos de arquitetura de inversor	20
Tabela 2 – Percentuais da TUSD Fio B aplicável ao longo do tempo	24
Tabela 3 - Tabela do custo total de energia (R\$/kWh) nos últimos 12 meses	30
Tabela 4 – Consumo mensal estimada (2022)	34
Tabela 5 – Dados de irradiação mensal por área	35
Tabela 6 – Orçamento para o sistema off-grid	39
Tabela 7 – Orçamento para o sistema <i>on-grid</i>	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AF	Alta frequência
AGM	<i>Absorbent glass mat</i>
ANEEL	Agência Nacional de energia elétrica
BF	Baixa frequência
CC-CA	Corrente contínua – Corrente alternada
CC-CC	Corrente contínua corrente contínua
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
TFSEE	Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica
TIR	Taxa interna de retorno
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição
VLRA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

I_{SC}	Corrente de curto-circuito
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência
P_{MP}	Potência no ponto de máxima potência
C_C	Capacidade de corrente do banco de baterias (em Ah)
C_P	Capacidade do banco de baterias (em Wh)
V_S	Tensão nominal do sistema
V_B	Tensão nominal de uma bateria
N_{BS}	Número de baterias em série no arranjo
C_B	Capacidade de corrente de uma bateria (em Ah)
N_{BP}	Número de conjuntos de baterias em paralelo no arranjo
N_B	Número total de baterias no arranjo
FC_P	Parcela do fluxo de caixa após “ p ” unidades de tempo
n	Número de unidades de tempo transcorridas em um investimento
E_P	Energia elétrica produzida por uma usina solar em um mês
I_M	Irradiação mensal sobre um plano inclinado
η	Eficiência de conversão de uma placa solar
A	Área de superfície
P_P	Potência de pico de uma placa ou usina solar

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS	13
1.1.1	Geral	13
1.1.2	Específicos.....	13
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	ESTRUTURA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E SEUS ELEMENTOS	15
2.2	SITUAÇÃO ATUAL PARA SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	21
2.3	UMA POSSÍVEL SOLUÇÃO PARA O IMPASSE	25
2.4	FERRAMENTAS PARA ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	29
3	DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	33
3.1	DETALHAMENTO DO CASO ESTUDADO	33
3.2	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID	35
3.3	DIMENSIONAMENTO DE ALTERNATIVA ON-GRID	38
3.4	ANÁLISE ECONÔMICA E FINANCEIRA	39
4	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	42
	REFERÊNCIAS.....	44

1 INTRODUÇÃO

O Brasil é um país com alta média de irradiação solar em todo o seu extenso território e, no entanto, possui uma parcela muito pequena de sua capacidade instalada de geração de energia que possa se aproveitar destes recursos, tendo, portanto, um grande potencial de geração de energia solar ainda bastante subutilizado (NASCIMENTO, 2017). A energia solar fotovoltaica tem sido, portanto, um desenvolvimento de alta relevância e um tema de estudo que manifesta um alto interesse econômico.

Dentre as tecnologias utilizadas para captar a energia solar e convertê-la em energia elétrica, a principal é a de sistemas de painéis fotovoltaicos, que foi responsável por mais de 98% da energia elétrica solar gerada a partir de fonte solar no mundo em 2020 (CONCENTRATED, 2020). Esta tecnologia utiliza painéis de silício em conjunto com inversores para gerar energia elétrica nas condições de qualidade exigidas para o uso, tanto na indústria, quanto no comércio e nas residências.

No entanto, a energia solar possui uma limitação de grande importância para o estabelecimento de uma malha energética que possa usufruir desses recursos: a variabilidade de produção. A quantidade e qualidade da produção de energia elétrica por painéis fotovoltaicos dependem de fatores ambientais que fogem do controle dos seus operadores, sendo o mais importante deles a irradiância, que é definida como a potência luminosa incidente em uma unidade de área. A variação de intensidade de irradiação ao longo do dia, e na sua média, ao longo do ano, geram um elemento de inconstância que impossibilitam o seu crescimento sem outras fontes de energia complementares ou sem sistemas de armazenamento de energia (DE ZORZI, UDAETA; GIMENES, 2020).

No Brasil, a forma de introdução de painéis solares na malha elétrica pelos consumidores é a utilização de sistemas conectados à rede (*on-grid*) com compensação de energia. Nesse sistema, os painéis solares injetam energia elétrica na rede, conforme a sua produção, e geram créditos para o consumidor, que podem ser utilizados para abater um valor da conta de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Sendo assim, a energia fotovoltaica funciona como geração complementar à malha de energia hidrotérmica brasileira.

Ao mesmo tempo, outra possibilidade que pode ser promissora para o mercado é a utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica. Para o consumidor que pretende adotar um sistema de geração distribuída, a forma de armazenamento mais utilizada é pelo uso de baterias em sistemas desconectados da rede (*off-grid*) ou em sistemas híbridos (NERIS, 2022). Esta configuração tem a vantagem de oferecer independência da rede elétrica e das variações das políticas e tarifas energéticas, sendo uma opção já considerada viável em locais muito remotos. Em especial, a lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022) traz uma nova política de compensação de energia elétrica que diminui os ganhos potenciais em sistemas fotovoltaicos *on-grid* (ANÁLISE, 2022). Esta lei levanta questionamentos sobre a viabilidade do uso de sistemas desconectados da rede como maneira de contornar os empecilhos que venham a ser criados pelas políticas energéticas.

Com o melhoramento da tecnologia de baterias e a diminuição do seu custo, ainda considerado elevado, desse tipo de sistema, é possível que ocorra um aumento significativo da utilização de baterias em conjunto com painéis fotovoltaicos (ESPECIALISTA, 2022).

Diante deste cenário surge a necessidade de dimensionar o sistema de armazenamento de maneira apropriada para atender as demandas de potência e armazenar energia para os períodos de geração baixa ou nula, sobretudo para sistemas desconectados à rede. Este trabalho é motivado pela necessidade que se impõe de entender quais critérios são importantes para escolha de sistemas de armazenamento para atender a uma aplicação e quais vantagens e desvantagens as arquiteturas de sistemas de baterias apresentam para complementar a geração solar fotovoltaica.

Diante deste contexto, este trabalho tem como objeto de estudo os sistemas de geração fotovoltaica e a sua interação com sistemas de armazenamento, com foco em sistemas de baterias, do ponto de vista de sua viabilidade técnica e econômica, mediante as suas particularidades.

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema de geração de energia fotovoltaica em conjunto com sistemas de armazenamento de energia por baterias em comparação com alternativas conectadas à rede.

1.1.2 Específicos

- Estudar arquiteturas de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, descrevendo seus equipamentos e aplicações.
- Estudar a situação atual do mercado de energia solar fotovoltaica conectada à rede, e as dificuldades impostas a este modelo.
- Estudar as alternativas de sistemas fotovoltaicos desconectados da rede, do ponto de vista de seus equipamentos e estrutura.
- Realizar um estudo de caso de viabilidade técnica e econômica de sistema fotovoltaico desconectado da rede em comparação com sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

1.2 Organização do Trabalho

O trabalho será dividido em três partes principais. A primeira parte apresentará uma revisão bibliográfica onde será apresentada a fundamentação teórica que justificará o desenvolvimento do estudo de caso e suas premissas, conforme descrito nos três primeiros objetivos específicos. Também haverá aprofundamento da problemática principal do trabalho: o efeito da lei 14.300/2022 na viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e a viabilidade de sistemas fotovoltaicos desconectados da rede como alternativa. As ferramentas de análise econômica também serão apresentadas nesta parte.

A segunda parte será o desenvolvimento do estudo de caso, onde será feito o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos desconectados da rede e conectados à

rede que atendam aos requisitos técnicos. Será realizado uma análise econômica de viabilidade de ambos os projetos e os resultados serão apresentados.

A terceira parte será a conclusão onde os resultados serão interpretados em contraste com a fundamentação teórica e as hipóteses serão discutidas. Nessa parte, também, será feito uma síntese do trabalho destacando suas limitações e abrangência, sendo feitas sugestões para outros trabalhos sobre este tema.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

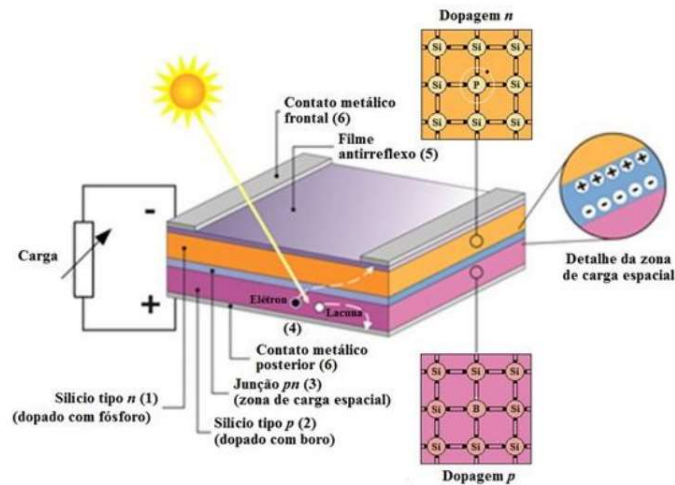
2.1 Estrutura dos sistemas fotovoltaicos e seus elementos

No contexto da busca de fontes alternativas para produção de energia elétrica, a energia solar se apresenta como uma das opções mais interessantes pois utiliza uma fonte não muito aproveitada e que não emite gases poluentes, além de ser amplamente disponível. No caso da energia solar fotovoltaica, o mecanismo necessário para realizar a conversão da energia luminosa para energia elétrica é o painel solar.

O painel solar é composto por um grande número de células fotovoltaicas. Cada célula fotovoltaica é responsável por absorver a energia luminosa do sol e convertê-la em energia elétrica. Isto se dá através do efeito fotoelétrico. Este efeito físico consiste na possibilidade de movimentação de elétrons de uma superfície devido à absorção de energia proveniente da incidência de luz. No caso específico das células fotovoltaicas, o efeito fotoelétrico é aproveitado pela composição da estrutura das células. As células são compostas por um material semicondutor (em geral, silício cristalino) que possui duas camadas que interagem em uma junção PN (MORAES JÚNIOR; BERGARA, 2022).

A junção PN é a fronteira entre uma camada de semicondutor tipo P (com deficiência de elétrons) e uma camada do tipo N (com excesso de elétrons), formando um campo elétrico na fronteira. Na célula fotovoltaica, a camada de material semicondutor absorve a energia luminosa, e os elétrons ganham energia para movimentar-se da camada N para a camada P. Isso gera um excesso de elétrons livres que podem ser coletados nos eletrodos da célula fotovoltaica (VILLALVA, 2012). A Figura 1 abaixo mostra a estrutura básica de uma célula fotovoltaica.

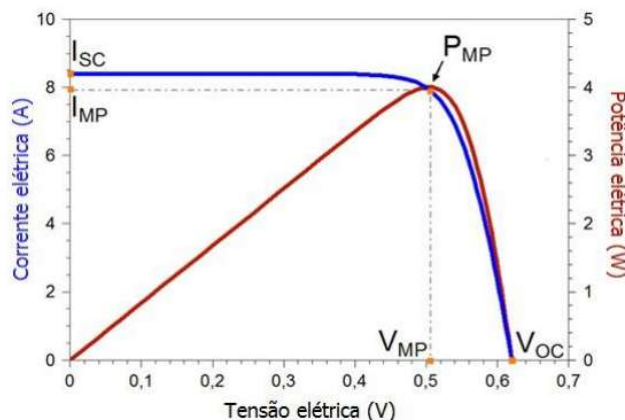
Figura 1 – Célula fotovoltaica - Estrutura básica



Fonte: PINHO e GALDINO (2014, p. 112)

Uma célula fotovoltaica é capaz de produzir uma tensão elétrica bem pequena nos seus terminais. Por isso, é preciso associar várias células fotovoltaicas em série, formando um módulo ou painel fotovoltaico. De maneira similar, vários módulos podem ser ligados em série ou em paralelo para produzir tensões e correntes superiores e gerar energia elétrica em quantidade razoável (VILLALVA, 2012). A energia produzida por painéis fotovoltaicos é de natureza contínua e a relação entre tensão, corrente e potência do painel obtidas para uma célula de silício cristalino, por meio de ensaios está mostrada na Figura 2 abaixo:

Figura 2 – Relação entre as grandezas elétricas em um painel fotovoltaico



Fonte: PINHO e GALDINO. (2014, p.120)

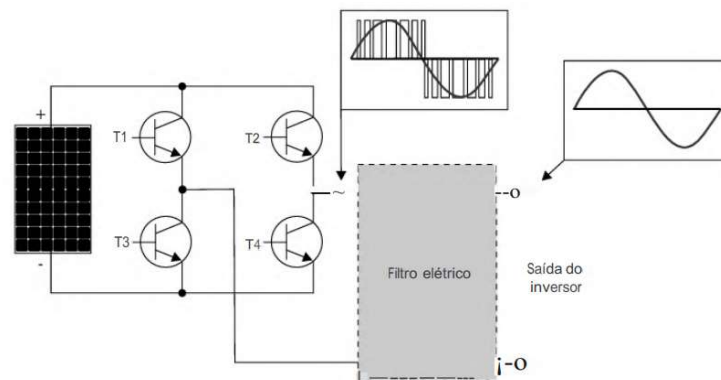
Neste gráfico, I_{sc} é a corrente de curto-circuito, V_{oc} é a tensão de circuito aberto, e I_{MP} , V_{MP} e P_{MP} são a corrente, a tensão e a potência no ponto de máxima potência, respectivamente. Esta relação é profundamente afetada pela irradiância sobre o painel e a temperatura dos módulos (VILLALVA, 2012).

Painéis fotovoltaicos podem ser utilizados sem outros equipamentos para abastecer cargas específicas, mas no contexto de energia elétrica para residências, indústrias e comércio a energia elétrica deve ter algumas características definidas para atender ao padrão de fornecimento de energia elétrica: a tensão deve ser de natureza senoidal e com frequência definida. Portanto, os sistemas fotovoltaicos precisam de um elemento chamado inversor que faz a conversão da tensão contínua produzida pelo conjunto dos painéis elétricos em tensão alternada com frequência padrão. Estes inversores podem realizar a conversão de energia por autocomutação ou por comutação pela rede (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Nos inversores comutados pela rede, há uma dependência da presença de tensão da rede, e não há possibilidade de conversão de energia em caso de falta do fornecimento. Por este mesmo motivo, este tipo de inversor não pode ser utilizado em sistemas desconectados da rede ou em sistemas híbridos. Neste tipo de sistema, os inversores realizam uma desconexão automática do inversor quando há falha na rede, por razões de segurança. Em sistemas desconectados da rede, os inversores devem ser autônomos. Em sistemas híbridos, podem ser utilizados inversores híbridos que atuam simultaneamente nas funções *off-grid* e *on-grid* (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

Dependendo do processo de comutação, os inversores podem produzir tensão e corrente com formatos específicos de onda. As possibilidades de produção incluem: ondas quadradas, semiquadradas e senoidais puras. As ondas quadradas e senoidais modificadas são obtidas em inversores mais simples e, por seu excesso de harmônicos, e podem somente ser usadas em aplicações que não exigem alta qualidade de fornecimento. As ondas senoidais puras são obtidas usando técnicas de modulação de largura de pulso e filtros de alta frequência (VILLALVA, 2012). A Figura 3 abaixo mostra um esquema de conversão CC-CA, por modulação de largura de pulso (PWM), bem como a filtragem para obtenção de ondas senoidais puras através de um filtro:

Figura 3 – Esquema de conversão em ondas senoidais puras



Fonte: VILLALVA (2012, p. 125)

Em sistemas *off-grid*, devido a sua desconexão com a rede, é preciso utilizar um banco de baterias para armazenar energia elétrica destinada a períodos em que não há produção (VILLALVA, 2012).

Baterias são elementos de natureza eletroquímica que podem converter energia elétrica em energia química e vice-versa através de processo de oxirredução. Os tipos de baterias que devem ser utilizados em sistemas fotovoltaicos devem contar com uma grande capacidade de armazenamento de energia, boa eficiência de conversão, capacidade de suprir potência elétrica suficiente para alimentar as cargas, operação estável ao longo do ciclo de carga e descarga, número de ciclos elevado antes de haver deterioração da capacidade elétrica da bateria, justificando o investimento (MANIMEKALAI; HARIKUMAR; RAGHAVAR; 2013).

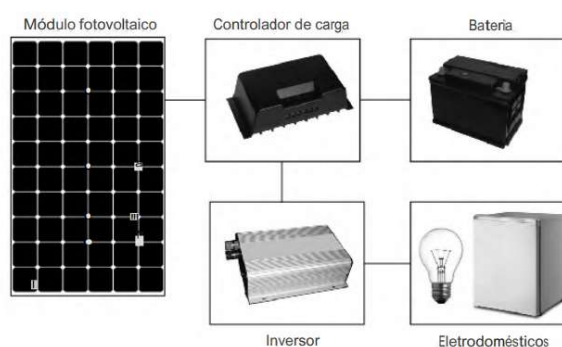
Um outro elemento importante de sistemas fotovoltaicos que utilizam baterias em sua composição é o controlador de carga. Este dispositivo realiza o controle da carga e descarga do banco de baterias, limitando a tensão e corrente de carga, evitando a diminuição da vida útil da bateria. O controlador de carga é essencial para sistemas com demandas de carga imprevisíveis e sistemas de baterias não superdimensionados, onde as baterias estão mais suscetíveis à sobrecarga ou descarga excessiva, sendo possível sua ausência em algumas aplicações, desde que o banco de baterias seja dimensionado com folga (HARRINGTON; DUNLOP, 1992).

A função principal do controlador é monitorar as tensões do banco de baterias e desligar o banco da geração fotovoltaica quando a tensão for superior a um determinado valor (que depende da construção da bateria, além da temperatura de

operação) e analogamente desconectar a bateria da carga em situações em que a tensão for inferior a um determinado valor (determinando a maior profundidade de descarga e, portanto, a capacidade efetiva da bateria) (HARRINGTON; DUNLOP, 1992).

Sendo assim, um sistema fotovoltaico off-grid possui um esquema básico de funcionamento que está mostrado na Figura 4 abaixo:

Figura 4 – Estrutura básica de um sistema fotovoltaico *off-grid*



Fonte: VILLALVA (2012, p. 102)

Os inversores para a aplicação em sistemas *off-grid* devem ter as seguintes funções em seu desenho: conversão do nível de tensão a partir da saída da bateria, conversão da tensão contínua em tensão alternada a 60 Hz, filtragem de harmônicos para fornecimento de uma tensão propriamente senoidal e controle do nível de tensão de saída para diferentes níveis de carga. Sendo assim, podem ser utilizadas diferentes arquiteturas de inversores (COONEY; THANG; XU, 2018).

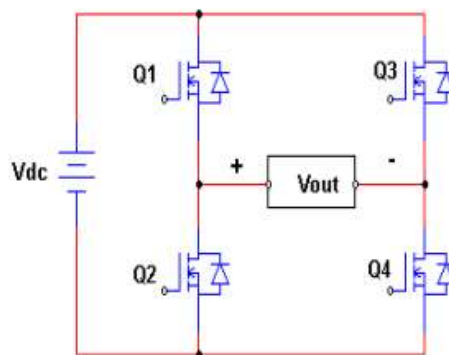
No que diz respeito a conversão do tipo corrente contínua – corrente contínua (CC-CC), a primeira etapa do processo, é necessário utilizar um sistema que converta o baixo nível de tensão do banco de baterias (entre 12V e 48V, tipicamente) até um alto nível de tensão que será posteriormente convertido em tensão alternada, isto é, na conversão tipo corrente contínua - corrente alternada (CC-CA). Para a conversão CC-CA, existem três filosofias para arquitetura do inversor: através do uso de um transformado BF (baixa frequência), através do uso de um transformador AF (alta frequência) ou através de um conversor *buck-boost* (COONEY; THANG; XU, 2018). Uma comparação entre os três tipos de conversão está mostrada na Tabela 1 abaixo:

Tabela 1 – Comparação entre tipos de arquiteturas de inversor

Análise	Transformador BF	Transformador AF	Sem transformador
Eficiência	Tipicamente menor que 90%	Possivelmente próximo a 95%	Mais eficiente que o transformador AF nas faixas de baixo ganho de tensão.
Complexidade e Custo	Menos complexo, <i>design</i> mais simples.	Mais complexo, <i>design</i> mais complexo.	Mais complexo
Custo	O transformador aumenta o custo.	O transformador aumenta o custo.	Mais barato devido à falta de transformador.
Isolação	Embutida do lado da saída	Embutida do lado da saída	Precisa ser incorporada
Tamanho	Maior	Médio	Menor
Capacidade de Surto	Maior	Menor	Menor

Fonte: COONEY, THANG e XU (2018), adaptado pelo autor.

A título de exemplificação, uma topologia de conversão CC-CA e controle de tensão envolve um conversor do tipo *H-Bridge* com quatro transistores do tipo *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (MOSFET), chaveado através de PWM (modulação por largura de pulso) e com o uso de um filtro passa-baixa para melhoria do formato de onda (TAN, CHUIN, SOLANKI, 2020). A estrutura básica de uma ponte *H-Bridge* com MOSFET está mostrada na Figura 5 abaixo:

Figura 5 - Estrutura de uma *H-Bridge* com quatro MOSFET

Fonte: ASOADLA *et al.* (2021)

Por sua vez, a função da bateria no sistema fotovoltaico *off-grid* é de armazenar energia elétrica ao longo do dia e prover essa energia ao sistema nos momentos em que o painel fotovoltaico não tenha capacidade de atender a demanda, sobretudo durante a noite e em momentos sem sol. De modo que o controle do banco de baterias deve ser tal que exista fluxo de energia do painel para o banco de baterias quando a carga for menor que a produção e fluxo inverso quando a carga for maior que a produção. Além disso, o sistema deve ser controlado para que o nível de armazenamento da bateria não seja inferior a 25% de sua capacidade total (para baterias que podem operar nessa faixa), sendo a bateria desconectada da carga (RIUS; IDUARTE; 2010).

Finalmente, os controladores de carga são mecanismos que regulam a passagem de corrente de entrada e saída das baterias, mantendo a tensão regulada, evitando sobrecargas e operação em níveis baixos de carregamento. Existem três tipos diferentes de metodologia de controladores de carga para baterias. A primeira é a metodologia simples de dois estágios, em que há mecanismos de chaveamento simples que atuam quando a bateria atinge seu nível de referência de tensão. A segunda é a metodologia de *pulse width modulation* (PWM) que regula a intensidade de corrente para a bateria, conforme a tensão de regulação é atingida e permite controlar o carregamento da bateria de maneira mais eficiente e rápida. A terceira é a metodologia de *maximum power point tracking* (MPPT), que controla a tensão e corrente do sistema de modo a obter a maior transferência de energia entre os painéis e a bateria no processo de carregamento (YENKU, 2022).

2.2 Situação atual para sistemas de geração distribuída

Sistemas de geração distribuída são regulamentados pela Resolução nº 482/2012 que estabeleceu o modelo de geração distribuída para microgeração (definida até então como de potência igual inferior a 75 kW que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis) e minigeração (definida até então como de potência entre 75 kW e 5 MW para fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para fontes não-despacháveis, que utilize cogeração qualificada ou fonte de energia elétrica renovável). Sob este sistema, a modalidade de adesão de produtores de energia elétrica em microgeração e minigeração por energia solar (dentro outras modalidades

de geração) se dá pelo sistema de compensação de energia elétrica. Sob este sistema, a quantidade de energia produzida que excede a energia consumida em uma unidade é convertida em créditos de energia que podem ser abatidos de faturas futuras em até 60 meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Deste modo, o sistema fotovoltaico deve ser conectado à rede, sendo seu funcionamento dependente do fluxo de energia entre a geração distribuída e a rede de distribuição. Os sistemas fotovoltaicos que se aplicam a esse modelo de compensação de energia são, necessariamente, de natureza *on-grid*.

Um dos fatores que tornam a produção solar fotovoltaica, sob o modelo antigo de compensação de energia, um investimento atraente é o fato de que os consumidores que fazem parte do sistema de compensação são, de fato, isentos de vários custos que melhoram a viabilidade do investimento. Notadamente, os consumidores não realizam o pagamento de taxas de uso da rede de distribuição, impostos e outros custos associados ao uso da rede. Na prática, a rede funciona como uma bateria perfeita em que toda a energia injetada pelo sistema fotovoltaico é retornada ao consumidor através do crédito. Sendo a energia integralmente aproveitada pelo consumidor, este não paga pelo uso da rede de fios da distribuidora para injetar a potência. Sendo assim, os custos pela utilização dos fios acabam sendo pagos pelas distribuidoras, que por sua vez refletem esta despesa na tarifa de energia que é aplicada a todos os consumidores. Sendo assim, os consumidores que não se beneficiam da energia distribuída pagam indiretamente o custo do uso da rede de distribuição pelos produtores de energia solar fotovoltaica (MARQUES, 2022).

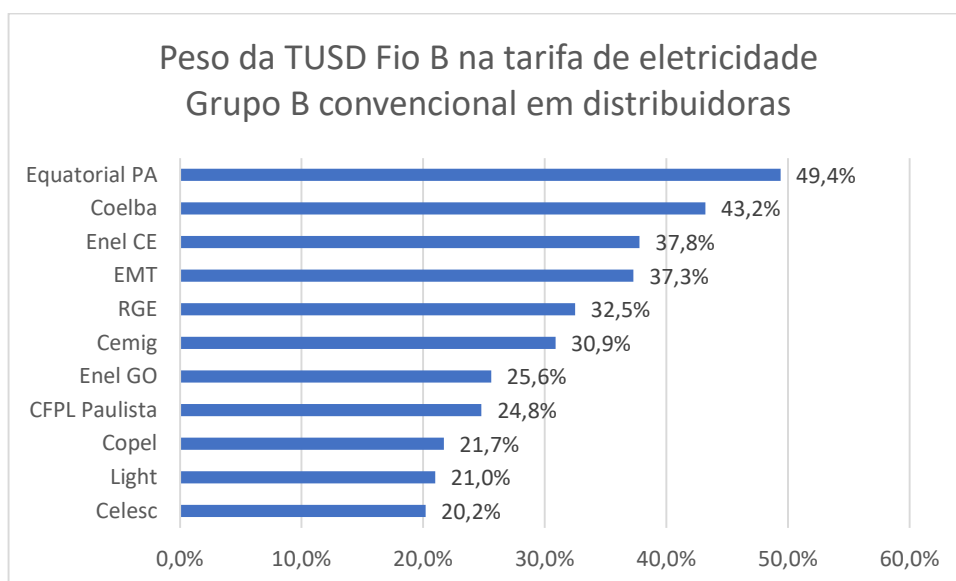
Neste contexto, foi sancionada a lei 14.300/2022 que estabelecerá um modelo de compensação de energia que, dentre outras providências, estabelece que consumidores que venham a instalar sistemas de geração distribuídas serão cobrados pelo uso do sistema de distribuição, arcando com a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) que inclui o TUSD-Fio B que corresponde aos custos vinculados ao uso da rede de distribuição da concessionária local até as residências, comércios, indústrias e propriedades rurais (BRASIL, 2022).

No caso das modalidades de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW ou geração compartilhada em que um único titular detenha mais de 25% da participação, será cobrada uma tarifa que inclui a TUSD fio B, 40% da TUSD Fio A

(que remunera os sistemas transmissão), TFSEE (taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica) e P&D (encargo referente à pesquisa e desenvolvimento) durante o período de transição que dura até 2029, representando uma redução média da compensação financeira de 36%, na média de 58 principais distribuidoras e considerando tarifas do grupo B. Para as demais modalidades a transição irá representar uma redução gradual do percentual de compensação financeira até 2029 que representa uma redução média de 31%, considerados os mesmos fatores, devido a incidência da TUSD Fio B. (ANÁLISE, 2022)

É importante ressaltar que a redução da compensação será tão grande quanto maior for o percentual de participação das tarifas relevantes na conta de energia de cada distribuidora, de modo que em lugares diferentes do país o impacto desta tarifa será diferente. A Figura 6 abaixo mostra o percentual da TUSD Fio B na conta de energia em diversas distribuidoras do país:

Figura 6 – Peso da TUSD Fio B na tarifa do Grupo B Convencional



Fonte: ANÁLISE (2022) (adaptado pelo autor)

O pagamento desta tarifa será dado de forma escalonada ao longo dos anos para novos consumidores integrantes ao sistema de compensação de energia. Os percentuais que serão aplicáveis ao longo dos anos estão mostrados na Tabela 2 (BRASIL, 2022).

Tabela 2 – Percentuais da TUSD Fio B aplicável ao longo do tempo

Período de aplicação	Percentual da taxa TUSD Fio B
A partir de 2023	15%
A partir de 2024	30%
A partir de 2025	45%
A partir de 2026	60%
A partir de 2027	75%
A partir de 2028	90%
A partir de 2029	100%

Fonte: Autoria própria (2022)

Ademais, pela nova regra imposta aos consumidores que adentrarem ao sistema de compensação de energia depois da vigência da lei haverá uma mudança na metodologia do pagamento do custo de disponibilidade. Pela metodologia da lei, a energia injetada é descontada do consumo até o limite do valor de referência, sendo o restante da energia transformada em créditos. Por esta lógica, os novos consumidores que consumirem energia superior ao valor de referência (30 kWh para sistemas monofásicos, 50 kWh para sistemas bifásicos e 100 kWh para sistemas trifásicos) não deverão pagar o custo de disponibilidade em duplicidade, o que implica em uma contrapartida que pode compensar em partes a piora do retorno do investimento em alguns casos (BRASIL, 2022).

Em suma, a aplicação das regras da lei 14.300/22 traz pontos positivos e negativos para mercado de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Na maioria dos casos, a aplicação das regras deve causar um aumento do tempo de retorno dos investimentos e na taxa interna de retorno do investimento (TIR), sendo a severidade deste efeito dependente das condições do sistema de geração e da composição da tarifa em cada distribuidora, bem como os fatores de tributação sobre as tarifas de cada estado. (ANÁLISE, 2022)

Embora muitos analistas do mercado estejam confiantes de que investimentos na área de sistemas fotovoltaicos conectados à rede vão continuar sendo viáveis, a

despeito dessa diminuição de atratividade, a possibilidade de aplicação de novas regras e mudanças no modo de cobrança gera um questionamento sobre a implantação de novos sistemas e o desenvolvimento de novas tecnologias.

2.3 Uma possível solução para o impasse

Diante do cenário apresentado, pode-se perceber que a atratividade do investimento em sistemas *on-grid* deve diminuir a partir da vigência das novas regras de utilização de geração distribuída, quando comparada à situação atual. Embora, muitos atores do mercado se encontrem otimistas acerca da viabilidade de sistemas fotovoltaicos *on-grid*, este fator leva à discussão a possibilidade de utilização de sistemas desconectados da rede e que utilizam baterias para armazenamento de energia. Estes sistemas, por dispensarem contrato com os sistemas de distribuição, prometem se manter estáveis em face das mudanças de tarifação.

Nesse sentido, a viabilidade dos sistemas desconectados da rede está muito atrelada ao desenvolvimento tecnológico e ao custo dos bancos de baterias.

As baterias possuem algumas características relevantes para determinação de seu potencial em aplicações de sistemas fotovoltaicos. O primeiro deles é a profundidade de descarga, que é a proporção da energia total de armazenamento utilizada em uma descarga. Logo, baterias que permitem descargas com profundidade maiores atuam em situação de baixo estado de carregamento por muito tempo.

Quanto a isto, as baterias podem ser de dois tipos: baterias de ciclos “rasos” e baterias de ciclos “profundos”. As baterias de ciclos “rasos” possuem placas mais finas e de maior superfície de área, permitindo o fornecimento de correntes mais intensas em curtos períodos de tempo, e usando uma proporção pequena do seu armazenamento total. Já as baterias de ciclo “profundo”, possuem placas mais espessas e de área de superfície menor, provendo correntes menos intensas durante uma grande quantidade de tempo e utilizando uma proporção maior de seu armazenamento total. As baterias de ciclo profundo podem descarregar até 80% de sua capacidade (MANIMEKALAI; HARIKUMAR; RAGHAVAR; 2013).

Devido a sua susceptibilidade a descargas de grande profundidade, baterias de ciclo raso, como as baterias de carro, por exemplo, não devem ser utilizadas em

aplicações que exigem uma constante utilização de sua capacidade, como é o caso de sistemas fotovoltaicos *off-grid*. Baterias com ciclos “rasos” ao serem submetidas a descargas profundas perdem sua capacidade mais rapidamente, diminuindo severamente seu tempo de vida (RIUS; IDUARTE, 2010).

Em termos de dimensionamento de banco de baterias, é preciso levar em consideração as características da produção e da carga a serem associados ao banco. Pode-se dimensionar o banco de baterias de duas maneiras, sendo recomendado escolher aquele que produz um valor maior para o banco de baterias (ALVARENGA, 2014). Na primeira metodologia é preciso levar os seguintes fatores em consideração: energia total utilizada pela carga diária, dias de autonomia (dias nublados, em que a produção é pequena, por exemplo), profundidade de descarga das baterias no final da autonomia. A outra metodologia envolve o cálculo do consumo diário total, e a profundidade de descarga desejada para um dia comum.

A Equação 1 abaixo mostra o cálculo segundo a metodologia que considera os dias de autonomia:

$$Tamanho\ do\ banco\ (kWh) = \frac{Carga\ diária\ total(kWh) \times dias\ de\ autonomia}{Profundidade\ de\ descarga\ no\ fim\ da\ autonomia} \quad (1)$$

A Equação 2 abaixo mostra o cálculo segundo a metodologia que considera uma descarga diária em uma situação comum:

$$Tamanho\ do\ banco\ (kWh) = \frac{Carga\ diária\ total(kWh)}{Profundidade\ de\ descarga\ em\ um\ dia\ típico} \quad (2)$$

As baterias possuem sua capacidade dada em Ah (ampére-hora) para ciclos de descarga de 10h, que neste trabalho será referida como “capacidade de corrente” para diferenciação daquela dada em kWh. Para encontrar os valores da capacidade de corrente do banco de baterias C_C (em Ah), pode se utilizar uma equação que relaciona a capacidade do banco C_P (Wh) e a tensão do sistema V_S (V) (VILLALVA, 2012), dada pela Equação 3 abaixo:

$$C_C = \frac{C_P}{V_S} \quad (3)$$

Se a tensão individual da bateria é V_B e a tensão do sistema é V_S o número de baterias em série que serão utilizadas, N_{BS} deve ser dada pela Equação 4 abaixo:

$$N_{BS} = \frac{V_S}{V_B} \quad (4)$$

Se a capacidade de corrente da bateria é C_B , e a capacidade de corrente total do sistema é dada por C_C , o número de conjuntos de baterias em paralelo deve ser N_{BP} , dado pela Equação 5 abaixo:

$$N_{BP} = \frac{C_C}{C_b} \quad (5)$$

Logo, o número total de baterias, N_B deve ser dado pela Equação 6 abaixo:

$$N_B = N_{BP} \times N_{BS} \quad (6)$$

Dentre os tipos de baterias que podem ser utilizados em sistemas fotovoltaicos, podem ser incluídos: baterias de chumbo-ácido, de níquel-cádmio, de níquel-metal hidreto, de lítio-íon e de polímero de lítio (MANIMEKALAI; HARIKUMAR; RAGHAVAR; 2013).

O tipo mais comum de bateria utilizada atualmente em sistemas fotovoltaicos é a bateria de chumbo-ácido, pois é um tipo de bateria com tecnologia bem consolidada e que apresenta uma relação custo/desempenho superior aos demais que ainda estão em processo de melhorias, visando aplicações de sistemas fotovoltaicos. Estas baterias possuem boa confiabilidade e podem ter tempo de vida de até oito anos (COPETTI; MACAGNAN; 2007). As baterias de chumbo-ácido podem ser de dois tipos: células úmidas (também chamadas ventiladas ou inundadas) ou células seladas *valve regulated lead acid* (VLRA). Esses dois tipos se diferenciam pela presença ou

não de mecanismo de recombinação dos gases de decomposição do eletrólito. No caso das células úmidas, os eletrodos estão completamente imersos no eletrólito, e os gases de decomposição deste são exauridos por aberturas na bateria. Já nas baterias do tipo selado, o eletrólito está suspenso e existe um mecanismo de recombinação dos gases de decomposição ao eletrólito. As baterias do tipo selados podem ser do tipo *absorbent glass mat (AGM)*, que utiliza mantas de vidro absorvida para suspender o eletrólito próximo das placas, ou do tipo “gel”, em que há a introdução de um espessante ao eletrólito, dando a ele uma consistência gelatinosa (CARNEIRO *et al*; 2017).

As baterias do tipo níquel-cádmio possuem melhor tempo de vida em ciclos profundos (com grande porcentagem de sua capacidade utilizada antes de recarregar), além de serem menos sensíveis a maiores extremidades de temperatura que as baterias de chumbo-ácido, porém possui um efeito de memória (a limitação da capacidade de armazenamento aos valores de carga máxima recentes) considerável. Já as baterias de níquel-metal hidreto são similares ao tipo anterior, porém possuem um eletrodo de hidreto metálico no lugar do cádmio, pois é menos tóxico ao meio ambiente, tendo também maior capacidade de armazenamento de energia que as baterias de níquel-cádmio de mesmo tamanho (MANIMEKALAI; HARIKUMAR; RAGHAVAR; 2013).

As baterias de lítio-íon possuem maior capacidade de energia armazenada em relação ao tamanho, melhor eficiência e maior tempo de vida em estados de carga menores que uma bateria de chumbo-ácido, porém não podem ser sobrecarregadas e são mais suscetíveis a incêndios, além de serem consideravelmente mais caras (KESHAN; THORNBURG; UTSUN; 2016).

As baterias de polímero de lítio usam o polímero de lítio sólido com eletrólito, porém possuem menos densidade de energia que a opção de lítio-íon e são mais caras (MANIMEKALAI; HARIKUMAR; RAGHAVAR; 2013).

Uma possibilidade interessante para a utilização de bancos de baterias em sistemas fotovoltaicos é o sistema híbrido. Este sistema incorpora o armazenamento a sistemas conectados à rede. Isto pode ser vantajoso em algumas aplicações como: sistemas de alimentação de emergência (*backup*) em regiões com frequentes problemas de alimentação pela distribuidora ou em sistemas com cargas críticas, em

substituição de geradores; operações de deslocamento de energia para consumidores que pagam tarifas diferentes em horários do dia diferentes, de modo a diminuir o consumo da rede em horário de ponta; sistemas que visem aumentar o autoconsumo, em regulamentações em que o custo da energia consumida pela rede é maior que o da energia injetada, o que não é o caso no Brasil; sistemas em que se deseja a redução da demanda de pico, em situações em que o consumidor é cobrado também em função da demanda máxima; sistemas em que a rede de distribuição não permite completamente o fluxo de potência reverso, limitando a potência que pode ser injetada (PINHO; GALDINO; 2014).

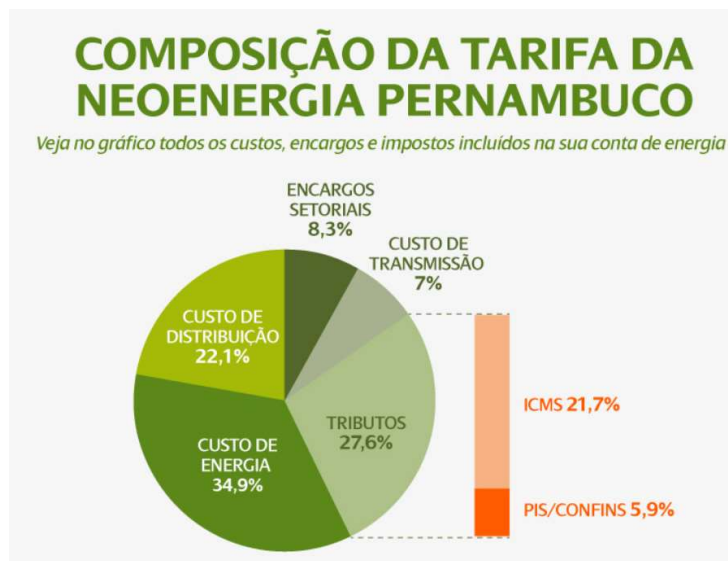
2.4 Ferramentas para estudo de viabilidade econômica

Para realizar a análise da viabilidade econômica dos investimentos em questão serão utilizadas três ferramentas básicas, conforme a necessidade. Estas ferramentas são: análise de fluxo de caixa, taxa interna de retorno e tempo de *payback* simples.

A ferramenta de fluxo de caixa do projeto consiste na estruturação das despesas e receitas durante o tempo de operação do investimento (LIMA, 2019). No que diz respeito às despesas, o projeto fotovoltaico *on-grid* possui apenas um custo inicial, enquanto o projeto *off-grid* precisa levar em consideração as trocas de baterias ao longo do tempo. No que diz respeito às receitas, serão consideradas a economia decorrente do uso do sistema fotovoltaico, em vez da compra de energia elétrica da concessionária. Para o sistema fotovoltaico *off-grid*, a economia de energia foi considerada plena, enquanto para o sistema fotovoltaico *on-grid*, foi considerado que haverá uma cobrança da taxa de remuneração dos serviços de distribuição, conforme a Lei 14.300 de 2022.

Para realizar o cálculo do retorno econômico, será utilizado o valor da tarifa, em valores atuais da companhia CELPE-Neoenergia, distribuidora que atua na localidade em questão. Tendo em vista que a composição da tarifa depende da bandeira tarifária em cada momento, foi considerado o valor da tarifa atual, R\$ 0,736, aproximadamente (NEOENERGIA, 2022). O custo total de energia deve levar em consideração os tributos incidentes e é calculado em função da composição tarifária da Neoenergia apresentada na Figura 7 abaixo:

Figura 7 – Composição tarifária da CELPE - Neoenergia



Fonte: NEOENERGIA (2022)

Sendo assim, o custo total da energia foi estimado em R\$1,091 R\$/kW. Este valor é consistente com uma análise feita do custo total de energia (R\$/kWh) nesta mesma modalidade. A Tabela 3 abaixo mostra o valor calculado para o custo total de energia nos últimos 12 meses, obtido a partir de contas de luz na mesma modalidade tarifária.

Tabela 3 - Tabela do custo total de energia (R\$/kWh) nos últimos 12 meses

Mês	Custo (R\$/kWh)	Mês	Custo (R\$/kWh)
set/22	0,963	mar/22	1,108
ago/22	1,028	fev/22	1,090
jul/22	1,131	jan/22	1,157
jun/22	1,128	dez/21	1,158
mai/22	1,027	nov/21	1,132
abr/22	1,122	out/21	1,110

Fonte: Autoria própria (2022)

Para o caso específico do sistema fotovoltaico *on-grid*, será considerado o percentual da TUSD Fio B para cada ano a partir de 2023, conforme mostrado na seção 2.2. Para calcular o percentual da TUSD Fio B na tarifa de energia da Celpe, foi consultado o banco de dados da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)

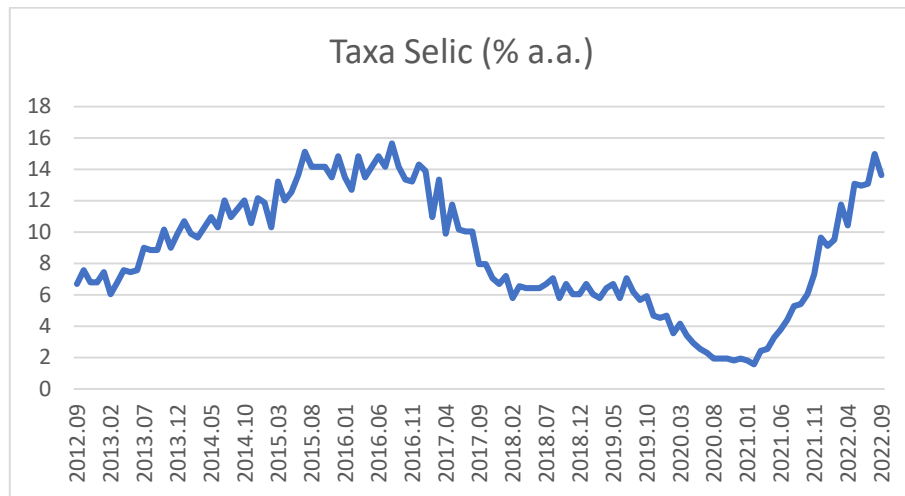
para a distribuidora CELPE, consumidores residenciais B1 e com tarifa convencional, obtendo-se o valor de 228 R\$/MWh para a TUSD Fio-B (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022).

Tendo em vista que o valor da tarifa de energia no período foi de 0,736 R\$/kWh, e a tarifa TUSD fio B foi de 0,228 R\$/kWh, pode-se estimar que a TUSD fio B representa 30,9% da tarifa de energia. Este percentual deverá ser descontado da economia total do sistema *on-grid*.

O tempo de *payback* simples ou tempo de retorno de investimento se refere ao tempo em que o valor inicial de investimento é recuperado. Isto poderá ser visualizado por meio do fluxo de caixa. Tendo em vista que não há um tempo ótimo definido para um projeto qualquer, será considerado que se espera que o tempo de *payback* seja menor que o tempo total do projeto e que quanto menor, mais atrativo é o investimento (LIMA, 2019).

Por fim, a taxa interna de retorno (TIR) é descrita como a taxa que é capaz de representar o retorno do investimento inicial com relação ao fluxo de caixa do projeto em todo o tempo do investimento. A TIR aplicada iguala o retorno referidos ao tempo inicial ao valor investido. A TIR deve ser comparada à uma taxa mínima de atratividade (TMA), de modo que o projeto se justifica se a taxa interna de retorno for superior à TMA (LIMA, 2019). A taxa mínima de atratividade pode ser estimada de diferentes maneiras de acordo com o perfil do investidor, e para fins deste trabalho, será considerada a média histórica da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) nos últimos dez anos que pode ser utilizada para um projeto de baixo risco (SILVA; JANNI; 2021). Os dados utilizados foram obtidos de fontes governamentais (IPEA, 2022). O valor médio encontrado foi de 8,66%. O gráfico da taxa SELIC nos últimos 10 anos encontra-se abaixo na Figura 8 abaixo:

Figura 8 – Taxa SELIC anual nos últimos 10 anos



Fonte: Autoria própria (2022)

A Equação 7 abaixo descreve a TIR (LIMA, 2019):

$$\sum_{p=1}^n \frac{FC_p}{(1+TIR)^p} = 0 \quad (7)$$

Nesta equação, p representa à quantidade de unidades de tempo referentes a cada parcela de fluxo de caixa e FC_p , a parcela do fluxo de caixa em questão. O total de unidades de tempo do projeto está representado por n , e TIR é a taxa interna de retorno. Para o cálculo desta taxa de retorno, será utilizado o recurso computacional do programa *Microsoft Excel*.

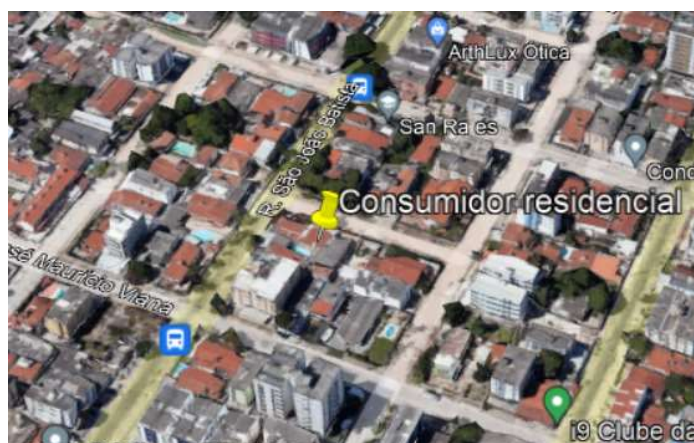
3 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

3.1 Detalhamento do caso estudado

Com o interesse de realizar um estudo de viabilidade, é preciso definir os parâmetros dos sistemas que serão estudados. Para tanto, será considerado um consumidor residencial, de tarifa B convencional, e serão considerados um sistema fotovoltaico *off-grid* e um sistema fotovoltaico *on-grid* pelo sistema de compensação.

A localização desta residência será considerada nas seguintes coordenadas no município de Olinda, no estado de Pernambuco: 7°58'24.54"S, 34°50'22.38"O. A região nos arredores da residência é livre de edificações e sem sombreamento relevante. Uma foto de satélite da região segue na Figura 9 abaixo:

Figura 9 – Localização do consumidor residencial, para estudo de caso



Fonte: Autoria própria (com *Google Earth*) (2022)

Para cálculo do potencial fotovoltaico, foi considerado que o telhado está direcionado perfeitamente ao Noroeste e com inclinação de aproximadamente 20°. É uma região plenamente atendida pela rede elétrica, com fornecimento monofásico 220V (neutro-fase). O padrão de consumo foi estabelecido como sendo o consumo mensal para um consumidor residencial específico nos últimos 12 meses. A Tabela 4 abaixo mostra o padrão de consumo no ano de 2022 para cada mês.

Tabela 4 – Consumo mensal estimada (2022)

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Consumo mensal (kWh)	234,0	225,1	221,1	221,5	210,2	205,5	219,2	208,2	228,2	229,0	234,3	228,8

Fonte: Autoria própria (2022)

Desta forma, o consumo médio ao longo de um ano é de 222,1 kWh mensais ou 7,4 kWh por dia. A demanda máxima desta carga foi estimada em 4,6 kW. Para estimar a quantidade de placas solares foi estimada a irradiação solar ao longo do ano sobre o plano inclinado face Noroeste onde os painéis seriam instalados. Para tanto, utilizou-se o programa *PVSoI* que calcula os valores estimados, baseados nas coordenadas geográficas, inclinação e direcionamento dos painéis, utilizando a base de dados do programa. A Figura 10 abaixo mostra a irradiação sobre o plano inclinado ao longo do ano, em comparação a um plano horizontal, onde a série em amarelo representa irradiação mensal sobre o plano inclinado (kWh/m^2) e a série em azul representa a irradiação mensal sobre o plano horizontal (kWh/m^2).

Figura 10 – Gráfico de irradiação por área do módulo



Fonte: Autoria própria (com uso do PVSOL) (2022)

A Tabela 5 abaixo mostra as irradiações mensais (kWh/m²) sobre o plano inclinado em cada um dos meses do ano.

Tabela 5 – Dados de irradiação mensal por área

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Irradiância sobre plano inclinado (kWh/mês)	160,0	146,0	175,0	157,5	147,0	135,0	136,0	155,0	154,0	162,5	170,0	160,0

Fonte: Autoria própria (2022)

A irradiação mensal média pode ser calculada e é igual a 154,8 kWh/m².

3.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico off-grid

Para dimensionar o número de painéis para o sistema fotovoltaico *off-grid*, é necessário conhecer a energia produzida por cada painel, para que o conjunto atinja a energia de consumo para a pior insolação mensal constatada.

A energia produzida em um mês para uma placa solar pode ser calculada para sistemas com rastreamento do ponto de maior transferência de potência em função da irradiação sobre o plano mensal (I_m), da eficiência de conversão (η) e da área total da placa (A) (VILLALVA, 2012). A Equação 8 abaixo mostra a energia produzida (E_p):

$$E_p = A \times I_m \times \eta \quad (8)$$

Para uma placa qualquer, pode-se obter a eficiência de conversão em função da potência máxima de pico para as condições padrão de testes (com taxa de radiação solar de 1000 W/m²) (VILLALVA, 2012). A Equação 9 calcula o rendimento e está dada abaixo:

$$\eta = \frac{P_{pico}}{A \times 1000} \quad (9)$$

Logo o conjunto dos módulos pode ter a sua energia produzida dada pela Equação 10 abaixo:

$$Ep = \frac{Im \times P_{pico}}{1000} \quad (10)$$

Portanto, para o sistema fotovoltaico *off-grid*, considerando que se deve obter a energia consumida mensal máxima (234,3 kWh) e levando em conta a pior irradiação mensal (135 kWh/m²), podemos dizer que o conjunto dos painéis deve ter potência de pico mínima de 1,74 kW. Como este cálculo leva em conta apenas as perdas devido à inclinação e orientação do módulo, é preciso considerar um fator de correção que leve em conta outras perdas, desvios devido à diferença de temperatura de operação, *mismatch* de potência dentro do arranjo, perdas no inversor, perdas no cabeamento, perdas por reflexão e devido a sujeira. Como base para isto foi considerado o valor de 16,6% para as perdas totais, resultando em um fator de correção de 1,2, que foram obtidos considerando-se um sistema similar (TAMOR, 2022). Outro fator de perdas que deve ser considerado é a perda de conversão em potencial nas baterias de 20% (ALVARENGA, 2014). Logo, o valor da potência de pico mínima foi estimada em 2,63 kW. Este sistema é dimensionado para garantir produção suficiente no mês com pior insolação. Pode-se superdimensionar ligeiramente este sistema para garantir carregamento mais rápido da bateria após descarregamento completo em situações críticas. Para análise do caso, foi escolhido o painel Resun RS6C-280P, que possui 280 W de potência de pico. Escolhendo-se 10 painéis deste tipo, obtêm-se um sistema de 2,8 kW de potência pico, que está ligeiramente superdimensionado, conforme descrito anteriormente. Se o controlador de carga for do tipo MPPT (que permite aos painéis trabalharem sempre no ponto de máxima transferência de potência), a tensão da usina solar é controlada para operação em máxima potência, independentemente da tensão do banco de baterias.

Para dimensionar o sistema de baterias é preciso primeiro escolher o tipo de bateria que será utilizado. Para tanto, foi escolhida a tecnologia mais consolidada de baterias que é de chumbo-ácido. Além disso, deve-se levar em consideração os seguintes fatores: é preciso considerar que o sistema tenha uma autonomia mínima para períodos do ano em que a insolação seja muito pequena. Esta autonomia pode ser menor para o caso em questão, pois a irradiação é bem distribuída ao longo do ano em localidades próximas ao equador, podendo ser considerada de 2 dias para sistemas residenciais (VILLALVA, 2012). Além disso, deve-se considerar que a profundidade de descarga para baterias de chumbo-ácido devem ser limitadas para

garantir prolongamento da vida útil, sendo de no máximo de 50% nos casos críticos e de 20% para dias típicos.

No mês de maior consumo diário constatado (fevereiro), o consumo diário foi de 7,8 kWh e o consumo médio ao longo do ano foi considerado 7,4 kWh. Portanto, utilizando as equações 1 e 2 para dimensionamento de baterias, sendo considerados: 2 dias de autonomia, com profundidade de descarga máxima de 50% e profundidade de descarga típica de 20%, o banco de baterias é dimensionado em 31,2 kWh pelo método da autonomia e de 37,0 kWh pelo método da descarga típica. Portanto, será escolhido o valor de 37,0 kWh. Considerando uma perda de 20% de conversão, obtêm-se o valor de 44,4kWh aproximadamente. O banco de baterias podem ter tensão de valores típicos de 12V, 24V e 48V. A necessidade de potência do circuito determina a corrente de descarga e a tensão de arranjo.

Levando em consideração o grande tamanho do banco de baterias necessário, convém realizar o arranjo de maneira que o número de conjuntos em paralelo de bateria seja o menor possível. Para tanto, deve-se escolher uma tensão de arranjo alta, de 48V nominais. Com este valor utilizado, a capacidade de corrente do banco deve ser de 925 Ah, aproximadamente. Foi considerado a utilização de um banco de células de baterias do tipo Moura 12MS234 que possui tensão nominal de 12V e capacidade C_{10} (ciclos de carga e descarga de 10 horas) de 200 Ah. Portanto para este sistema, serão necessários entre quatro e cinco conjuntos em paralelo. Continuando a seguir uma filosofia conservadora de dimensionamento, serão usados 5 conjuntos (totalizando 1000 Ah), cada conjunto possuindo 4 células em série. Sendo assim a energia de armazenamento total deve ser de 48,0 kWh, um pouco acima do valor estimado para o banco de bateria.

Considerando-se um ciclo por dia, de consumo médio diário de 7,4 kWh, e uma perda de conversão total de 20%, a energia descarregada em um ciclo de descarga médio deve ter o valor de 8,9kWh, que representa 18,5% da descarga total, próximo do valor recomendado de profundidade de descarga do fabricante, que é de 20%.

O controlador em carga em questão deve operar na tensão do sistema de baterias (48V) e suportar a tensão máxima do conjunto de painéis e a corrente de curto-circuito. Dentre os dez painéis utilizados, serão considerados 5 grupos em paralelo de 2 painéis em série. Pelo *datasheet* do painel, a tensão de circuito aberto

do painel é de 38,2V, totalizando 76,4 V. A corrente de curto-circuito de cada painel é de 9,4 A, totalizando 47 A. Considerando um fator de segurança de 30% para a corrente de curto-circuito que é altamente influenciada pela irradiação, obtêm-se uma corrente máxima de 56,4 A. O controlador de carga deve ser capaz de suportar essa tensão máxima de circuito aberto e a corrente máxima de curto-circuito (VILLALVA, 2012). Além disso a potência máxima do equipamento deve ser maior que a potência de pico da usina. O controlador de carga MPPT escolhido foi o eSmart3-60 da Sun-Energy, que atende a essas restrições.

Para dimensionar o inversor em aplicações *off-grid* é importante levar em consideração a potência da carga máxima. O inversor deve ser capaz de fornecer a demanda máxima da residência, além de suportar as tensões de circuito aberto e as correntes de curto-circuito. O inversor escolhido foi o Epever IPower Plus IP5000-42-5000W 48/220V, que atende mais do que suficientemente bem a estes requisitos.

3.3 Dimensionamento de alternativa on-grid

Para dimensionar o número de painéis para o sistema fotovoltaico *on-grid*, é necessário conhecer a energia produzida por cada painel, para que o conjunto atinja a energia de consumo média. No entanto, é necessário desconsiderar a energia referente à taxa mínima de disponibilidade que equivale a 30 kWh por mês para sistemas monofásicos.

Portanto, para o sistema fotovoltaico *on-grid*, considerando que se deve obter a energia consumida mensal média (retirando a energia consumida referente ao custo de disponibilidade, que não pode ser compensado pela produção fotovoltaica), e levando em conta a irradiação média mensal, podemos dizer que o conjunto dos painéis deve ter potência de pico mínima de 1,24 kW, e utilizando o valor do fator de correção de 1,2 (ALVARENGA, 2014), obteve-se um valor de potência de pico de 1,5 kW. Escolhendo-se o mesmo painel já descrito na seção anterior, deve-se usar 6 painéis de 280W. Pode-se fazer o arranjo dos 6 painéis em série.

Tendo em vista que o inversor não é responsável por suprir a demanda da carga, como no caso do sistema *off-grid*, basta dimensionar o inversor em função da potência de pico da usina solar. O inversor utilizado para esta análise foi o *Growatt 1500 TL-X*,

que atende às necessidades de tensão máxima de circuito aberto e corrente de curto-circuito, além dos requisitos de potência da usina solar.

3.4 Análise econômica e financeira

O dimensionamento técnico do sistema fotovoltaico permite a realização da análise econômica do projeto em ambos os casos: sistema *off-grid* e sistema *on-grid*. Para isso, foi realizado um orçamento com os valores para os equipamentos escolhidos. Neste projeto, foi considerado a verba “Outros” que corresponde aos custos de cabeamento, proteção e chaves seccionadoras e seu valor foi levantado de maneira compreensiva a levar em conta diferentes situações de instalação. A taxa de mão-de-obra foi considerada como sendo de 30% do valor dos equipamentos, um valor comum do mercado, mas é um valor variável para cada prestador de serviços. A Tabela 6 abaixo mostra o detalhamento dos equipamentos escolhidos para o sistema *off-grid* e o custo inicial do projeto.

Tabela 6 – Orçamento para o sistema *off-grid*

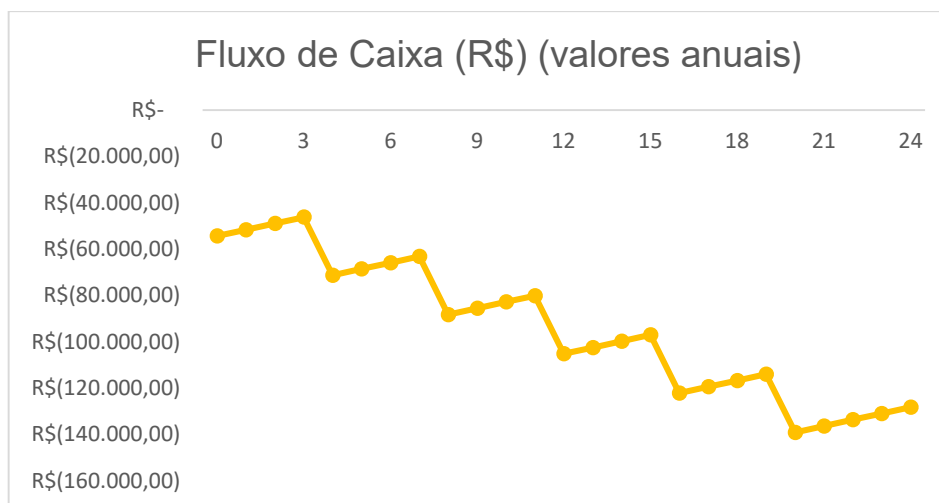
Equipamentos	Quantidade	Unidade	Preço Unitário	Custo total
Baterias	20	peças	R\$ 1.390,00	R\$ 27.800,00
Painéis	10	peças	R\$ 709,00	R\$ 7.090,00
Controlador	1	peças	R\$ 1.499,00	R\$ 1.499,00
Inversor	1	peças	R\$ 4.399,00	R\$ 4.399,00
Outros	1	verba	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Mão de obra	1	verba		R\$ 13.536,00
				R\$ 52.324,40

Fonte: Autoria própria (2022)

Ademais, é preciso levar em conta que no sistema *off-grid* é necessário a troca de baterias ao final de sua vida útil. Para tanto, consultou-se a documentação do fornecedor e constatou-se que para as condições de uso, a bateria deve durar entre três e quatro anos. Foi utilizado o valor de 4 anos, levando em conta que o sistema é dimensionado com margem de segurança, o que permite as baterias trabalharem em condições próximas do ideal. Além disso, a economia do sistema *off-grid* é dada pelo consumo total anual multiplicado pelo custo total de energia calculado (R\$1,091/kWh).

Assim, sendo foi possível montar o fluxo de caixa para a sistema *off-grid*. O fluxo de caixa ao longo de 25 anos segue representado na Figura 11 abaixo:

Figura 11 – Gráfico do fluxo de caixa ano a ano para sistema *off-grid*



Fonte: Autoria própria (2022)

Pode-se ver que há uma taxa de retorno negativa, devido à necessidade de troca de baterias a cada 4 anos. Pelo método do *payback*, pode-se ver que não há retorno de investimento dentro do prazo de operação e a taxa interna de retorno é negativa.

Para o sistema *on-grid* foi realizado um orçamento dos equipamentos escolhidos e a precificação segue mostrada na Tabela 7 abaixo:

Tabela 7 – Orçamento para o sistema *on-grid*

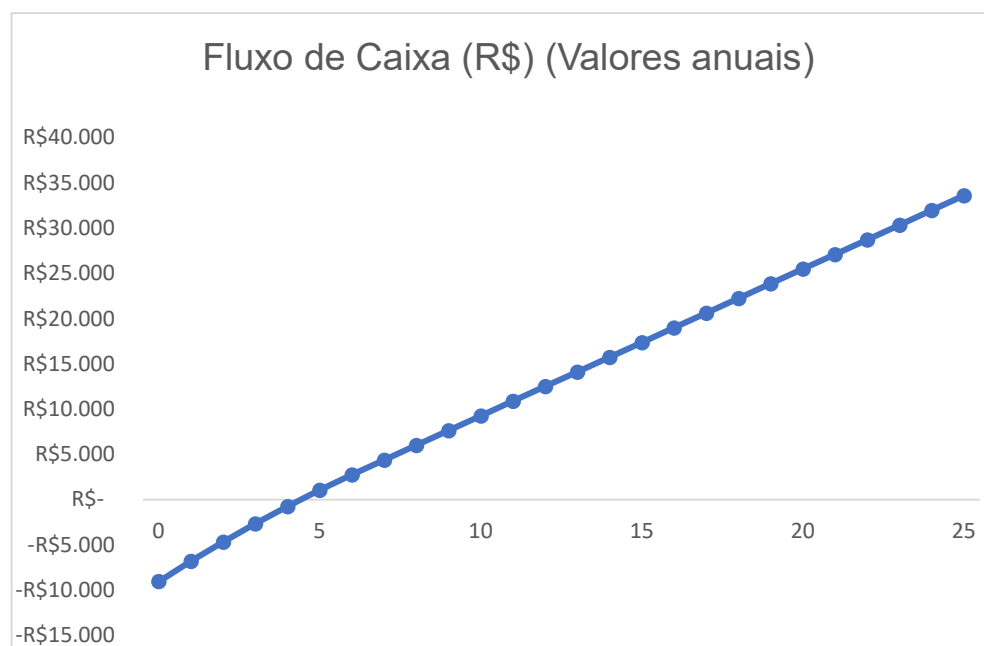
Item	Quantidade	Unidade	Preço Unitário	Preço total
Painéis	6	peças	R\$ 709,00	R\$ 4254,00
Inversor Solar	1	peças	R\$ 1700,00	R\$ 1700,00
Outros	1	verba	R\$ 1000,00	R\$ 1000,00
Mão-de-obra	1	verba		R\$ 2086,20
Total				R\$ 9040,20

Fonte: Autoria própria (2022)

A economia foi estimada pelo consumo mensal médio (retirando-se a taxa de disponibilidade), considerando-se uma perda percentual devido a TUSD Fio-B para cada ano de operação, conforme foi mostrado na seção 2.2, considerando-se um custo de energia de R\$1,091/kWh.

O gráfico que mostra o fluxo de caixa para o sistema *on-grid* segue abaixo na Figura 12:

Figura 12 – Gráfico do fluxo de caixa ano a ano para sistema *on-grid*



Fonte: Autoria própria (2022)

O valor da taxa interna de retorno calculada para este projeto foi de 20,09% e o tempo de retorno estimado pode ser verificado entre quatro e cinco anos.

4 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Este trabalho mostra a aplicação de sistemas fotovoltaicos *off-grid* em comparação com sistemas fotovoltaicos conectados à rede dentro das suas particularidades de dimensionamento técnico e de sua viabilidade econômica. Pode-se perceber que a maior desvantagem do sistema fotovoltaico *off-grid* é a necessidade que se impõe de levar em consideração todos os fatores de risco, para suprir a carga de maneira independente, com alta confiabilidade. Isto ocorre porque a presença da rede em sistemas *on-grid* permite uma maior flexibilidade no dimensionamento do sistema, que não precisa garantir o abastecimento em situações críticas.

Esse fator tem grande influência do ponto de vista econômico, já que o custo do sistema fotovoltaico *off-grid* é notavelmente superior ao do sistema conectado à rede, o que é acentuado pelos custos elevados de aquisição e manutenção do banco de baterias. Nitidamente, o custo de armazenamento é o maior empecilho para a viabilidade de sistemas fotovoltaicos *off-grid*.

Pela comparação realizada, dentro dos parâmetros estudados, os sistemas fotovoltaicos *on-grid* ainda se mostraram uma opção mais vantajosa que o sistema fotovoltaico *off-grid*, mesmo em face do menor retorno que se espera devido à lei 14.300/2022. Pode-se perceber que mesmo levando em conta este efeito, o sistema fotovoltaico *on-grid* se mostrou bastante viável, com excelente desempenho dentro dos indicadores de viabilidade adotados: bom tempo de retorno do investimento (*payback*) e alta taxa interna de retorno (TIR) em comparação com a taxa mínima de atratividade adotada. A lei 14.300 apresenta desafios ao mercado de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, mas também traz vantagens que mantêm este tipo de investimento lucrativo. Em contrapartida, o investimento em sistema fotovoltaico *off-grid* não se justifica economicamente com os parâmetros e metodologia de dimensionamento utilizados. O sistema fotovoltaico *off-grid* somente se poderia justificar em casos em que a opção *on-grid* não fosse possível, em lugares remotos sem acesso à rede de distribuição.

Algumas possibilidades de trabalhos de continuidade surgem a partir destes resultados. Dentre estes, pode-se citar: a aplicabilidade de sistemas de armazenamento para cargas elétricas em regiões remotas, isto é, estudos de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos *off-grid* em frente a elevados custos

de integração à rede elétrica para cargas pontuais; o desenvolvimento do mercado de baterias eletroquímicas, do ponto de vista do melhoramento tecnológico e de diminuição dos custos associados, analisando o impacto deste desenvolvimento na viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento no médio prazo; análises técnicas de sistemas fotovoltaicos *off-grid* com objetivo de alimentação de pontos de carregamento de carros elétricos; estudo de outras aplicações de sistemas de armazenamento por baterias eletroquímicas em conjunto com a rede de distribuição, isto é, em sistemas híbridos.

REFERÊNCIAS

ABDOALA, Ezzidin *et al.* Suppressing voltage spikes of MOSFET in H-Bridge Inverter Circuit. **Electronics**, [S.l.], vol. 10, nº. 4, artigo 390, 05 fev. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/electronics10040390>. Acesso em: 24 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia**. [S.l.], 2022. Disponível em <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#>. Acesso em: 08 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº482/2012, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de minigeração e microgeração distribuída de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, seção 1, p. 53, Brasília, DF, 17 abr. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 16 set. 2022.

ALVARENGA, Carlos. **Como dimensionar um gerador fotovoltaico com baterias**. Solenerg Engenharia, Belo Horizonte, 2014. Disponível em: <https://www.solenerg.com.br/files/Como-dimensionar-um-gerador-fotovoltaico-com-baterias.pdf>. Acesso em: 08 out. 2022.

ANÁLISE do Marco Legal da geração distribuída. **Greener**, [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 16 set. 2022.

BRASIL. Lei nº14.300, de 6 de janeiro de 2022: Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, seção 1, p.4, Brasília, DF, 07 jan. 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 16 set. 2022.

CARNEIRO, R. *et al.* Aspectos essenciais das baterias chumbo-ácido e princípios físico-químicos e termodinâmicos do seu funcionamento. **Revista Virtual de Química**, [S.l.] vol. 9, nº. 3, p. 889-911, 07 jun. 2017. Disponível em: <http://rvq.sbq.org.br/default.asp?ed=55>. Acesso em 12 out. 2022.

CONCENTRATED solar power had a global total installed capacity of 6,451 MW in 2019 **HELIOSCSP**, [S.l.], 2020. Disponível em: <https://helioscsp.com/concentrated-solar-power-had-a-global-total-installed-capacity-of-6451-mw-in-2019/#:~:text=CSP%20represented%20less%20than%202,capacity%20of%20solar%20electricity%20plants>. Acesso em: 16 set. 2022.

COONEY, Ryan; THANG, Niang; XU, Tianyi. **Off-grid inverter with regulated output voltage amplitude**. Tese (Bacharelado em Ciências) - Worcester Polytechnic Institute, [S.l.], 2018.

COPETTI, Jacqueline; MACAGNAN, Mario. Baterias em sistemas solares fotovoltaicos. *In: I Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2007, Fortaleza. Anais...* Fortaleza: ABENS – Associação Brasileira de Energia Solar, 11 abr. 2007.

DE ZORZI, Arnaldo; UDAETA, Miguel; GIMENES, André. Análise e planejamento da alimentação de um sistema energético multifontes. *In: GIMENES, André et al. Armazenamento de energia: abordagens sistemáticas referentes aos sistemas elétricos de potência*. 1ª Ed. Jundiaí: Paco Editorial, 2020.

ESPECIALISTA traça perspectivas para o futuro do armazenamento no Brasil.

Absolar, São Paulo, 15 dez. 2022. Disponível em:

<<https://www.absolar.org.br/noticia/especialista-traca-perspectivas-para-o-futuro-do-armazenamento-no-brasil/>>. Acesso em: 16 set. 2022.

HARRINGTON, Steve; DUNLOP, James. **Battery charge controller characteristics in photovoltaic systems**. IEEE Aerospace and Electronic systems magazine, [S.l.] Vol. 7, nº8, 1992.

INTERNATION ENERGY AGENCY. **Lead-acid battery guide for stand-alone photovoltaic systems**. IEA Task III, Report IEA-PVPS3-06-1999. [S.l.], 1999.

IPEA. **Taxa de juros nominal – Overnight / Selic**. [S.l.], 12 out. 2022. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/exibeserie.aspx?serid=38402>. Acesso em: 08 out. 2022.

KESHAN, Hardik; THORNBURG, Jesse; UTSUN, Taha. Comparison of Lead-Acid and Lithium Ion Batteries for Stationary Storage in Off-Grid Energy Systems *In: 4th IET Clean Energy and Technology Conference, Kuala Lumpur, 2016. Anais...* Institute of Engineering and Technology, Stevenage, Reino Unido, 2016.

LIMA, Fabiano Roberto Santos de. **Viabilidade econômica e financeira de projetos**. Volta Redonda, RJ, Editora FERP, 2019.

MANIMEKALAI, P.; HARIKUMAR, R.; RAGHAVAR, S. **An overview of batteries for photovoltaic (PV) systems**. International Journal of Computer Applications, [S.l.], v.82, nº12, 2013.

MARQUES, Rodrigo. Entendendo a tarifação do fio B previsto na lei 14.300. **Canal Solar**, [S.l.], 18 jan. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. Acesso em: 16 set. 2022.

MORAES JÚNIOR, Rudinei; BERGARA, M nica. Os princípios químicos e físicos envolvidos no funcionamento das células fotovoltaicas. *In: XXIV SEMINÁRIO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA*, Ijuí, 2016. **Ensaio t orico**. 22 de set. de 2022. Disponível em: <https://www.publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/salaconhecimento/article/view/7208>. Acesso em: 16 set. 2022.

NASCIMENTO, Rodrigo. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. [Brasília, DF]: Consultoria Legislativa para a Câmara dos Deputados, 2017.
NEOENERGIA. **Tarifas de energia – Grupo B**. [S.l.], abr. 2022. Disponível em: <https://servicos.neoenergiapernambuco.com.br/residencial-rural/Pages/Baixa%20Tens%C3%A3o/tarifas-grupo-b.aspx>. Acesso em: 08 de out. de 2022.

NERIS, Alessandra. Mercado de armazenamento de energia solar é promissor. **Aldo.Blog**, [S.l.], 03 mai 2022. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/blog/mercado-de-armazenamento-de-energia-solar-e-promissor/> Acesso em: 16 set. 2022.

PINHO, João; GALDINO, Marco (org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 1ªEd. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

RAMPINELLI, Giuliano; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino. **Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos**. Revista de Ciências Exatas e Naturais, [S.l.], vol. 15, nº1, p. 25-50, 2013.

RIUS, Miguel; IDUARTE, Albert. **Influence of shallow cycling on the ageing of SLI batteries**. Tese (Mestrado). Univesitat Politècnica de Catalunya, [S.l.], 30 set. 2010. Disponível em: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/11280/memoria.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 16 set. 2022.

SILVA, Pedro Henrique; JANNI, Vanessa. Relação da taxa mínima de atratividade no cenário econômico atual com a viabilidade econômica de projetos. **Revista Boletim do Gerenciamento**, [S.l.], v.25. p. 68- 75, 31 jul. 2021. Disponível em: <https://nppg.org.br/revistas/boletimdogerenciamento/issue/view/40>. Acesso em: 08 out. 2022.

TAMoor, Muhammad et al. Design and energy estimation of photovoltaic energy generation system and prediction of plant performance with the variation of tilt angle and interrow spacing. **Sustainability**, [S.l.], vol. 14 (2), art. 627. 6 jan. 2022.

TAN, Rodney; CHUIN, Chong; SOLANKI, Sunil. **Modeling of single phase off-grid inverter for stand-alone system application**. International Journal of Power Electronics and Drive System, [S.l.], vol.11, nº3, p.1398-1405, set. 2020.

VILLALVA, Marcelo. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1ª ed. São Paulo: Érica, 2012.

YENKU, Clearance, *et al.* Charge-Controller Optimization on Lead-Acid Battery in Solar PV Systems: Temperature Effects and Efficiency Improvement. **E3S Web Conference**, [S.l.], vol. 354, artigo nº01003, 13 jul. 2022.