

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

FABRICIO NUNES PAIVA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE ADESÃO À MODALIDADE
TARIFÁRIA HORÁRIA BRANCA CONSIDERANDO A
INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

VITÓRIA
2021

FABRICIO NUNES PAIVA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE ADESÃO À MODALIDADE
TARIFÁRIA HORÁRIA BRANCA CONSIDERANDO A
INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Fabricio Nunes Paiva**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina

VITÓRIA
2021

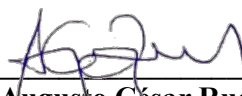
FABRICIO NUNES PAIVA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE ADESÃO À MODALIDADE
TARIFÁRIA HORÁRIA BRANCA CONSIDERANDO A INSTALAÇÃO
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Fabricio Nunes Paiva**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 29 de setembro de 2021.

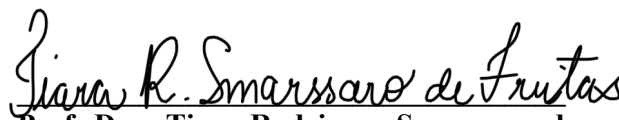
COMISSÃO EXAMINADORA:



Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Prof. Dr. Oureste Elias Batista
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Prof. Dra. Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

A Deus, por ter me dado forças para alcançar meus objetivos. Aos meus pais, que sempre me apoiaram, e se não fosse por eles, eu não teria chegado até aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me abençoar e me guardar todos os dias da minha vida, por ter me iluminado durante todo o período da graduação, desde a minha entrada até a saída, pois sem Ele, eu não teria conseguido.

Agradeço aos meus pais por sempre terem me apoiado e incentivado, e por me fornecerem as condições necessárias para que eu pudesse atingir meus objetivos.

Agradeço aos meus amigos, principalmente da Ufes, pelo apoio e pela amizade durante todos esses anos, o que tornou essa caminhada muito mais leve.

Agradeço ao meu orientador, professor Dr. Augusto César Rueda Medina, por todo apoio, disponibilidade, paciência e atenção para o desenvolvimento e conclusão do trabalho.

E por fim, agradeço a Universidade Federal do Espírito Santo e a todos os professores e servidores que ali trabalham, em especial aos que fazem parte do Departamento de Engenharia Elétrica, onde pude conhecer, pude ajudar e ser ajudado, nas mais diversas atividades encontradas.

RESUMO

Este trabalho acadêmico contempla um estudo acerca da viabilidade de adesão à Modalidade Tarifária Horária Branca, considerando a instalação de geração distribuída solar fotovoltaica híbrida em unidades consumidoras de baixa tensão. Uma vez que o consumidor residencial, em geral, é enquadrado na Modalidade Tarifária Convencional Monômnia, a qual possui valores iguais de tarifas para qualquer hora do dia, este trabalho pretende analisar a viabilidade de mudança para a Modalidade Tarifária Horária Branca, pois nesta são considerados valores diferenciados para os horários de ponta, fora ponta e intermediário. Devido ao Brasil possuir um grande potencial em incidência de energia solar, e o mercado de sistemas fotovoltaicos estar em ascensão mundialmente, foi estudada essa viabilidade considerando a instalação de um sistema fotovoltaico híbrido em um conjunto de oito residências, de modo que a energia elétrica utilizada no período de ponta e intermediário seja fornecida por bancos de baterias, reduzindo, assim, os custos de energia. Para isso, foi utilizado o *software* HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*), no qual são inseridos todos os componentes necessários para implementação do sistema fotovoltaico híbrido, os dados de custos de energia para ambas as modalidades tarifárias e os dados de consumo das residências, retornando o sistema de melhor custo benefício para a unidade consumidora analisada, considerando como parâmetro, o VPL (valor presente líquido) do projeto para o período de 25 anos. Com a obtenção dos resultados encontrados no programa, foram feitas as análises comparativas considerando três casos para as residências: no primeiro caso, foi considerada a manutenção da Tarifa Convencional e, nos outros dois casos, foi considerada a adesão à Tarifa Branca. Para os dois casos considerando essa mudança tarifária, foram subdivididos em outros dois cenários, o primeiro sem considerar a compensação através de crédito pela concessionária, verificando a viabilidade de adesão considerando o sistema de armazenamento de energia elétrica excedente durante o dia, que seria utilizado no período da noite, onde a tarifa horária ponta é mais cara; já no segundo, foi considerada a compensação através de crédito de modo a obter-se o VPL final desse projeto, para observar o quão econômico seria para o consumidor a execução desse projeto considerando a adesão à Tarifa Branca. Os resultados encontrados foram satisfatórios, com três, das oito residências, apresentando vantagem em relação à manutenção da Tarifária Convencional.

Palavras-chave: Modalidades tarifárias. Geração distribuída. Sistemas fotovoltaicos híbridos. Energia solar.

ABSTRACT

This academic work includes a study about the feasibility of adhering to the White Hourly Tariff Mode, considering the installation of distributed hybrid solar photovoltaic generation in low voltage consumer units. Once the residential consumer, in general, is framed in the Conventional Monomial Tariff Mode, which has equal tariff values for any time of the day, this work intends to analyze the feasibility of changing to the White Hourly Tariff Mode, because in this mode different values are considered for peak, off-peak and intermediate times. Due to the fact that Brazil has a great potential in solar energy incidence, and that the market for photovoltaic systems is on the rise worldwide, this feasibility was studied considering the installation of a hybrid photovoltaic system in a set of eight residences, so that the electrical energy used in the peak and intermediate periods is supplied by battery banks, thus reducing energy costs. For this, the software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) was used, in which all the components necessary for the implementation of the hybrid photovoltaic system are inserted, the energy cost data for both tariff modalities and the consumption data of the residences, returning the most cost-effective system for the consumer unit analyzed, considering as a parameter the NPV of the project for the 25 year period. After obtaining the results found in the program, comparative analyses were made considering three cases for the residences: in the first case, the maintenance of the Conventional Tariff was considered and, in the other two cases, adherence to the White Tariff was considered. For the two cases considering this tariff change, they were subdivided into two other scenarios, the first one without considering the compensation through credit by the utility in order to verify the viability of adherence considering the storage system for surplus electricity during the day, which would be used at night, where the peak hourly rate is more expensive; as for the second, the compensation through credit was considered in order to obtain the final NPC (net present cost) of this project to observe how economical it would be for the consumer to execute this project considering adherence to the White Tariff. The results were satisfactory, with three of the eight residences presenting advantages in relation to the maintenance of the Conventional Tariff.

Keywords: Tariff modalities. Distributed generation. Hybrid photovoltaic systems. Solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Comparação entre a modalidade tarifária horária Branca e a modalidade Convencional	20
Figura 2 – Etapas e prazos para viabilização de acesso ao sistema de distribuição	27
Figura 3 – Diagrama esquemático do funcionamento de compensação de energia elétrica na geração distribuída.....	28
Figura 4 – Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico híbrido	32
Figura 5 – Componentes de um sistema fotovoltaico híbrido	33
Figura 6 – Ambiente <i>Electric Load</i> com o resumo dos dados de carga da Residência 1	43
Figura 7 – Ambiente para inserção da tarifação de energia elétrica da Tarifa Branca	44
Figura 8 – Ambiente para inserção da tarifação de energia elétrica da Tarifa Convencional	44
Figura 9 – Painel solar fotovoltaico escolhido para o projeto	45
Figura 10 – Inserção dos dados de potência e custo do painel fotovoltaico	45
Figura 11 – Ambiente para inserção da irradiância solar	46
Figura 12 – Inversor híbrido de 1 kW	47
Figura 13 – Inversor híbrido de 2 kW	47
Figura 14 – Inversor híbrido de 3 kW	47
Figura 15 – Inserção dos dados do inversor escolhido	48
Figura 16 – Bateria Estacionária Moura Clean 12MF63 (63Ah)	49
Figura 17 – Inserção dos dados da bateria escolhida.....	50
Figura 18 – Diagrama esquemático final do sistema fotovoltaico híbrido.....	51
Figura 19 – Diagrama esquemático do sistema considerando a manutenção na Tarifa Convencional	51

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW).....	17
Gráfico 2 – Geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil (número de sistemas e potência instalada) por classe de consumo.....	18

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custos das tarifas do setor residencial	24
Tabela 2 – Exemplo do faturamento pelo sistema de compensação de energia (Parte 1 de 2).....	29
Tabela 3 – Exemplo do faturamento pelo sistema de compensação de energia (Parte 2 de 2).....	30
Tabela 4 – Consumo medido durante o período de uma semana na Residência 1	40
Tabela 5 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 1.....	54
Tabela 6 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 2.....	54
Tabela 7 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 2.....	56
Tabela 8 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 3	56
Tabela 9 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 3.....	58
Tabela 10 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 4.....	58
Tabela 11 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 4.....	60
Tabela 12 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 5.....	60
Tabela 13 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 5.....	62
Tabela 14 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 6.....	62
Tabela 15 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 6.....	64
Tabela 16 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 7.....	64
Tabela 17 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 7.....	66
Tabela 18 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 8.....	66
Tabela 19 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 8.....	68

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Diferenças entre os ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil	23
Quadro 2 – Inserção dos valores de consumo para os dias da semana	41
Quadro 3 – Inserção dos valores de consumo para os finais de semana	42
Quadro 4 – Inversores utilizados no projeto	48
Quadro 5 – Simulação para a Residência 1 com a Tarifa Convencional	52
Quadro 6 – Simulação para a Residência 1 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	53
Quadro 7 – Simulação para a Residência 1 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	53
Quadro 8 – Simulação para a Residência 2 com a Tarifa Convencional	54
Quadro 9 – Simulação para a Residência 2 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	55
Quadro 10 – Simulação para a Residência 2 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	55
Quadro 11 – Simulação para a Residência 3 com a Tarifa Convencional	56
Quadro 12 – Simulação para a Residência 3 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	57
Quadro 13 – Simulação para a Residência 3 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	57
Quadro 14 – Simulação para a Residência 4 com a Tarifa Convencional	58
Quadro 15 – Simulação para a Residência 4 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	59
Quadro 16 – Simulação para a Residência 4 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	59
Quadro 17 – Simulação para a Residência 5 com a Tarifa Convencional	60
Quadro 18 – Simulação para a Residência 5 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	61
Quadro 19 – Simulação para a Residência 5 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	61
Quadro 20 – Simulação para a Residência 6 com a Tarifa Convencional	62
Quadro 21 – Simulação para a Residência 6 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	63

Quadro 22 – Simulação para a Residência 6 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	63
Quadro 23 – Simulação para a Residência 7 com a Tarifa Convencional.....	64
Quadro 24 – Simulação para a Residência 7 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	65
Quadro 25 – Simulação para a Residência 7 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	65
Quadro 26 – Simulação para a Residência 8 com a Tarifa Convencional.....	66
Quadro 27 – Simulação para a Residência 8 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito	67
Quadro 28 – Simulação para a Residência 8 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito	67
Quadro 29 – Opções sugeridas para as residências analisadas	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BEN	Balanco Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
CCCE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
MT	Média Tensão
NPC	<i>Net present cost</i>
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
UC	Unidade Consumidora
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

LISTA DE SÍMBOLOS

GWh	Gigawatt-hora
kWh	Quilowatt-hora
MW	Megawatt
kW	Quilowatt
η_P	Eficiência de conversão de cada painel (%)
$Pot_{Máx.}$	Potência Máxima (W)
A_P	Área da superfície do painel (m ²)
A_T	Área total ocupada pelos painéis (m ²)
P_P	Peso do painel (kg)
P_T	Peso total dos painéis (kg)
V_{TS}	Tensão total da série de painéis (V)
V_{OC}	Tensão de circuito aberto (V)
$V_{\%}$	Variação da tensão em porcentagem (%)
ΔV	Variação da tensão por efeito da temperatura (V)
α	Coefficiente de temperatura da tensão
V_{CORR}	Tensão total da série de painéis corrigida pelo efeito da temperatura (V)
Pot_T	Potência do conjunto fotovoltaico (W)
C_{ah}	Capacidade de autonomia das baterias (Ah)
I_p	Corrente produzida pelos painéis (A)
°C	Grau Celsius
E_D	Energia diária produzida por um painel fotovoltaico (kWh/dia)
E_M	Energia mensal produzida por um painel fotovoltaico (kWh/mês)
E_{NEC}	Energia média mensal consumida pela unidade consumidora (kWh/mês)
T_D	Taxa de desempenho do sistema (%)
N_P	Quantidade total de painéis

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	OBJETIVOS	21
2.1	Objetivo geral	21
2.2	Objetivos específicos	21
3	REFERENCIAL TEÓRICO	22
3.1	Comercialização de Energia Elétrica	22
3.1.1	Ambientes de Comercialização	22
3.1.2	Modalidade Tarifária	23
3.1.2.1	<i>Tarifação de Energia Elétrica</i>	<i>24</i>
3.2	Geração distribuída no setor residencial.....	25
3.2.1	Visão geral.....	25
3.2.2	Histórico da regulamentação da geração distribuída	25
3.2.3	Procedimentos para viabilização de acesso	26
3.2.4	Sistema de compensação de energia elétrica.....	27
3.2.4.1	<i>Exemplo do faturamento pelo sistema de compensação de energia para um consumidor do Grupo B</i>	<i>29</i>
3.2.5	Sistemas fotovoltaicos híbridos.....	31
3.2.5.1	<i>Vantagens e desafios de um sistema fotovoltaico híbrido</i>	<i>33</i>
4	METODOLOGIA	35
4.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico híbrido.....	35
4.1.1	Dimensionamento dos painéis fotovoltaicos	35
4.1.2	Dimensionamento do inversor híbrido	36
4.1.3	Dimensionamento das baterias	37
4.2	Ferramenta computacional para simulação.....	37
4.2.1	O HOMER.....	37
4.2.2	Despacho de energia no sistema feito pelo HOMER	39
4.3	Inclusão dos componentes no HOMER	39
4.3.1	Inserção da carga	39
4.3.2	Inserção da rede elétrica	43
4.3.3	Inserção dos painéis fotovoltaicos.....	45

4.3.4	Inserção do inversor híbrido	46
4.3.5	Inserção das baterias	48
4.3.6	Diagrama esquemático final do projeto	50
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	52
5.1	Residência 1	52
5.2	Residência 2	54
5.3	Residência 3	56
5.4	Residência 4	58
5.5	Residência 5	60
5.6	Residência 6	62
5.7	Residência 7	64
5.8	Residência 8	66
6	CONCLUSÃO	69
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, os sistemas elétricos do Brasil e do mundo passam pela crescente participação de novas fontes de geração de energia elétrica alternativas e renováveis nos sistemas de distribuição de energia elétrica, conceito que é conhecido como geração distribuída (GD). Deste modo, o sistema deve estar preparado para a inserção de fontes intermitentes e fluxos bidirecionais de energia. Essa nova concepção de rede exige um sistema que permita a operação harmônica destes elementos, termo que é conhecido em todo planeta, como *smart grids* (SANTOS, 2012).

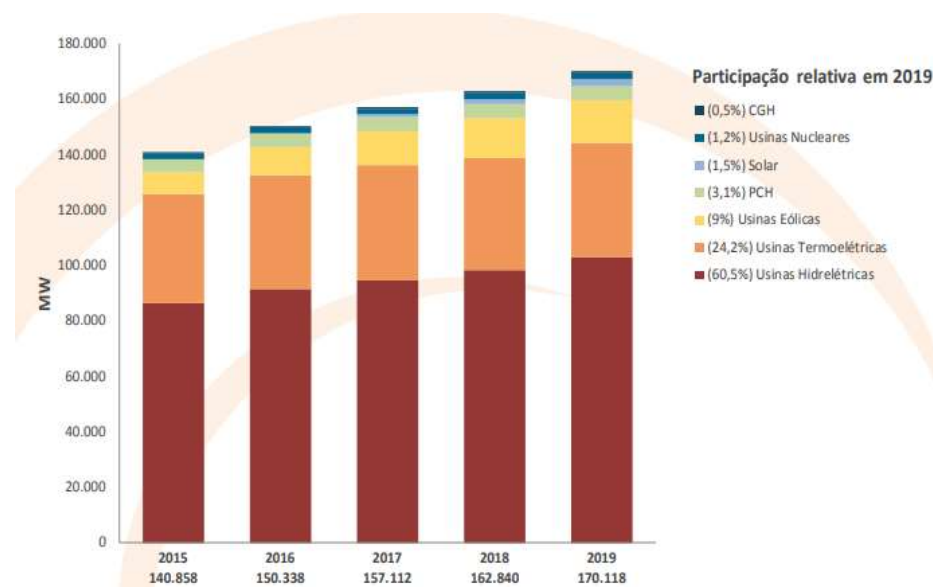
Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2020, em 2017, as fontes alternativas tiveram 9,2% de participação na geração de energia elétrica em todo o mundo, sendo de 1,8% a participação proveniente da energia solar. Já no Brasil, em 2019, houve uma capacidade instalada de geração elétrica através da energia solar de 1,5% dentre todas as fontes existentes. Vale, ainda, ressaltar que o setor de sistemas fotovoltaicos teve um aumento considerável nos últimos anos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). O Anuário apresentado, que tem como base o ano de 2019, é divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

De acordo com o anuário,

A capacidade instalada de geração de eletricidade no Brasil foi expandida em 4,5% no período entre 2018 e 2019, com a contribuição majoritária da geração hidráulica. Porém, a maior expansão proporcional ocorreu na geração solar, que fechou o ano de 2019 com um aumento na potência instalada de 37,6% em relação ao ano anterior, ressaltando que em 2018 houve um aumento de quase 100% em relação ao ano de 2017 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019, p. 7).

Devido ao grande potencial hidráulico brasileiro, as usinas hidrelétricas têm a maior participação na geração de energia elétrica, seguida das usinas termoelétricas, as quais são fortemente acionadas em épocas de secas. Em seguida, estão as usinas eólicas com 9% de participação da capacidade instalada e, logo após, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). O setor de energia solar tem a quinta maior capacidade no país, com 1,5% (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). No Gráfico 1, são apresentadas as capacidades instaladas de várias fontes de energia no sistema elétrico do Brasil.

Gráfico 1 – Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil (MW)



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2020).

Um marco importante para o incremento da utilização de sistemas solares de GD no Brasil foi a Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de nº 482, de 17 de abril de 2012, pela qual foram instituídos incentivos, como a compensação de energia. Em novembro de 2015, a ANEEL aprimorou esta resolução, ampliando os incentivos à geração solar distribuída, tais como:

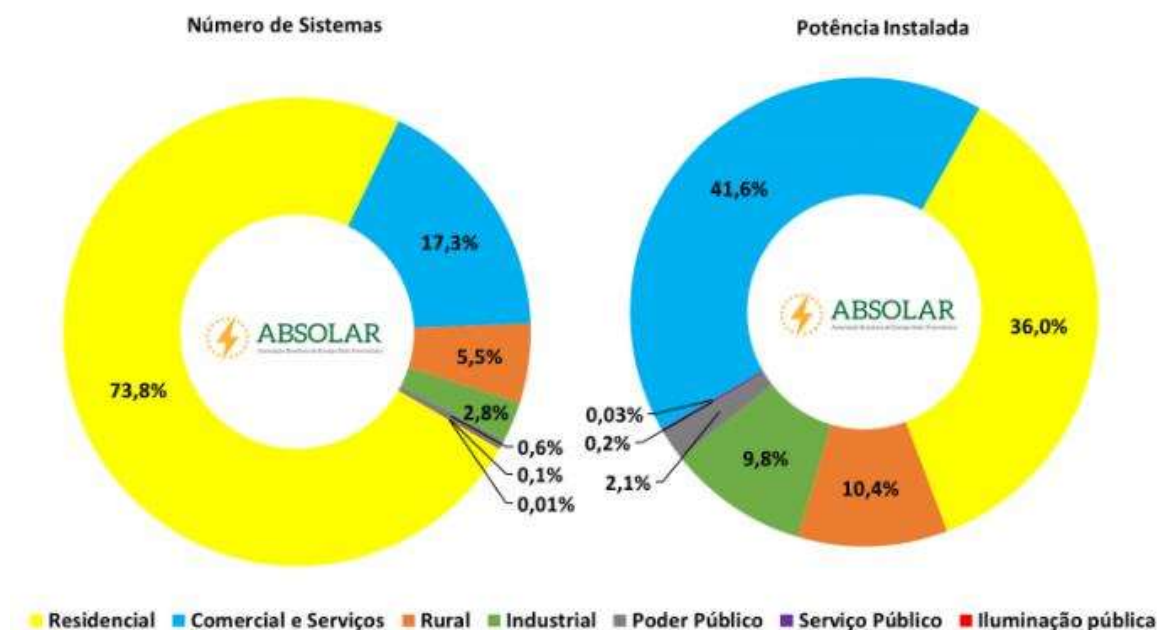
- Elevação do limite da potência instalada de 1 MW para 5 MW;
- Aumento do prazo de validade dos créditos de geração para até 5 anos;
- Simplificação do processo de registro do produtor de energia solar junto à concessionária local.

Devido à redução dos custos, ao aumento do rendimento dos sistemas solares e à elevação das tarifas das concessionárias, a autoprodução de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos está cada vez mais presente no Brasil.

No setor residencial, a GD está cada vez mais forte nos dias de hoje, principalmente, no setor de energia solar. De acordo com o mapeamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2021) publicado em seu site, a geração de energia a partir da conversão da radiação solar, lidera o segmento de micro e minigeração distribuída, com mais de 99,7% das instalações do país.

No Gráfico 2, são apresentadas as relações de número de sistemas e potência instalada da GD solar fotovoltaica no Brasil, por classe de consumo, onde é possível constatar que o setor residencial lidera em número de sistemas fotovoltaicos, enquanto em potência instalada, só fica atrás do setor comercial e de serviços.

Gráfico 2 – Geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil (número de sistemas e potência instalada) por classe de consumo



Fonte: Associação brasileira de energia solar fotovoltaica (2019).

De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2020, a classe residencial corresponde a 29,6% do consumo de energia elétrica no Brasil, o que representa uma quantidade de aproximadamente 142.781 GWh de toda energia gerada no país. Estes resultados mostram também um aumento no consumo do setor residencial de 3,8% em relação ao ano de 2019 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Até o final de 2017, nenhum consumidor de baixa tensão tinha alternativa de tarifa e era compulsoriamente faturado por meio da tarifa convencional, ou seja, eles eram faturados por uma tarifa que não era dependente das horas do dia ou do período do ano, acarretando maiores custos para o sistema em função de uma maior concentração de consumo em horários específicos do dia. Em consequência disso, este setor era o maior responsável pelos custos de expansão do sistema de distribuição (GRID ENERGIA, 2021).

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as unidades consumidoras pertencentes ao grupo B são enquadradas na Modalidade Tarifária Convencional Monômnia (a partir de agora referida apenas como Tarifa Convencional) de forma compulsória e automática, cabendo ao consumidor solicitar à concessionária a mudança para a Modalidade Tarifária Horária Branca (a partir de agora referida apenas como Tarifa Branca), caso seja do interesse deste (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

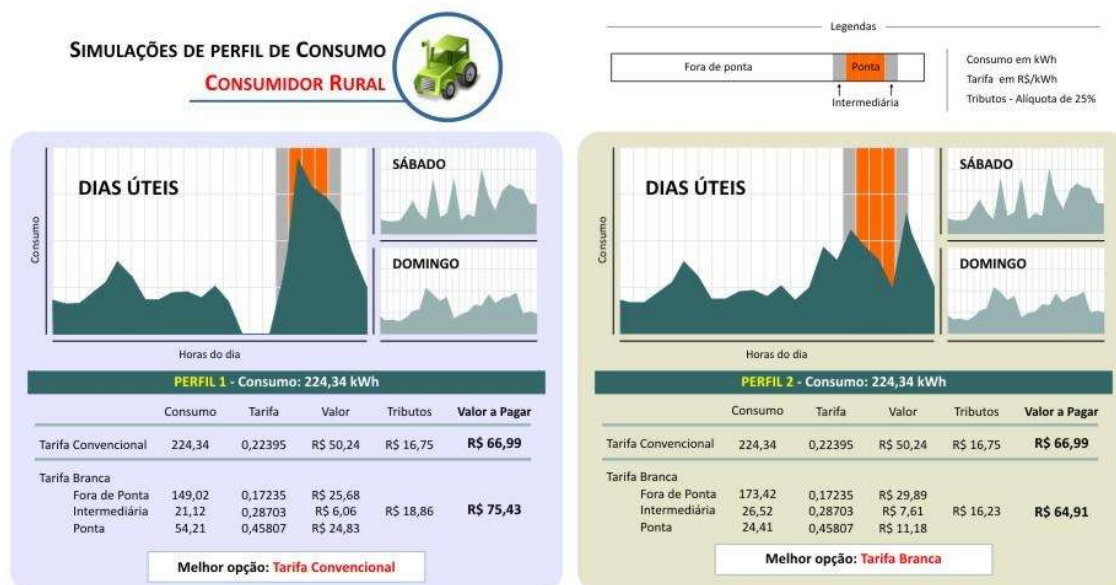
A Tarifa Branca reflete o uso da rede de distribuição de energia elétrica de acordo com o horário de consumo. Portanto, quando o consumidor centraliza seu consumo no período fora de ponta, ele pode reduzir seus gastos com energia elétrica e, ao mesmo tempo, melhorar o fator de utilização das redes. Assim, se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, a opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida. Entretanto, a Tarifa Branca não é recomendada se o consumo for maior nos períodos de ponta e intermediário e não houver possibilidade de transferência do uso dessa energia elétrica para o período fora de ponta. Nesses casos, a Tarifa Branca pode resultar em uma conta maior, implicando em ser mais vantajoso continuar na Tarifa Convencional.

De acordo com a ANEEL (2020), é importante que o consumidor, antes de optar pela Tarifa Branca, conheça seu perfil de consumo e a relação entre a Tarifa Branca e a Convencional. Quanto mais o consumidor deslocar seu consumo para o período fora de ponta e quanto maior for a diferença entre essas duas tarifas, maiores serão os benefícios pela adesão à Tarifa Branca (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020).

Como foi regulamentado pela ANEEL na Resolução Normativa nº 733/2016, todo consumidor pode solicitar a adesão à Tarifa Branca desde o dia 1º de janeiro de 2020, cabendo à distribuidora de energia elétrica atender o pedido em até 30 dias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

No endereço eletrônico da ANEEL, há vários exemplos comparativos (ANEEL, 2020) entre a aplicação da Tarifa Convencional e da Tarifa Branca para residências nas quais os moradores estariam dispostos a mudar hábitos de modo a deslocar parte da curva de carga para o horário fora de ponta, como pode ser visto na Figura 1, para um consumidor rural.

Figura 1 – Comparação entre a modalidade tarifária horária Branca e a modalidade Convencional



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020).

No caso apresentado na Figura 1, há um comparativo entre dois perfis diferentes de um consumidor rural. O Perfil 1 apresenta um consumo similar ao de um consumidor residencial com intensa utilização de eletrodomésticos durante os dias úteis no período de ponta. Para este perfil, a Tarifa Branca não é vantajosa. Caso este consumidor consiga deslocar seu consumo para fora de ponta nos dias úteis, como apresentado no Perfil 2, a Tarifa Branca pode se tornar vantajosa, apresentando um valor mensal de R\$ 64,91, comparado com o valor mensal da Tarifa Convencional de R\$ 66,99, gerando uma economia mensal de R\$ 2,08, conforme cálculo apresentado na Figura 1.

O presente trabalho visa unir os dois conceitos apresentados anteriormente resultando na adesão à Tarifa Branca considerando a inserção da GD, de modo a se obter um cenário vantajoso para o consumidor, uma vez que, nos períodos onde o custo de energia elétrica é mais alto, a residência irá ter a possibilidade de ser alimentada pelos bancos de baterias, os quais são usados para armazenar o excedente de energia elétrica gerado pelos painéis fotovoltaicos ao longo do dia. Para realização deste estudo, o *software* designado foi o HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*), que é a empresa líder mundial em *software* de modelagem de micro-rede (HOMER MICROGRID NEWS, 2021).

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo principal de analisar e apresentar a viabilidade da adesão à Tarifa Branca para consumidores da classe residencial (grupo B) que estão enquadrados na Tarifa Convencional, considerando a instalação de sistemas fotovoltaicos híbridos, de modo a reduzir os custos de energia elétrica, utilizando a ferramenta computacional HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*).

2.2 Objetivos específicos

Considerando o atual cenário de aumento no setor de sistemas fotovoltaicos, a recente opção de modalidade tarifária em que pode apresentar vantagens e o estudo de Stoffel (2017), em que foi analisada a viabilidade de adesão à Tarifa Branca, tem-se os seguintes objetivos específicos para este trabalho:

- Analisar as resoluções da ANEEL que tratam sobre as modalidades tarifárias disponíveis e o panorama nacional do setor residencial, bem como o panorama nacional do setor relacionado à GD com enfoque nos sistemas fotovoltaicos híbridos;
- Estudar o modelo de dimensionamento do sistema fotovoltaico híbrido;
- Estudar e aprender a utilizar o *software* HOMER de modo a realizar as simulações para as diferentes residências analisadas;
- Realizar análises comparativas baseadas nos resultados obtidos e apresentá-los, de modo a indicar ao consumidor a melhor opção possível, pelo tipo de tarifa e pelo sistema dimensionado.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Nessa seção, será apresentado o referencial teórico de todos os assuntos envolvidos neste trabalho, os quais são: a comercialização de energia elétrica e a geração distribuída no setor residencial, destacando os sistemas fotovoltaicos híbridos.

3.1 Comercialização de Energia Elétrica

A Resolução Normativa da ANEEL nº 109/2004 define como “Agente de Comercialização” o titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE é uma organização de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente, regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

3.1.1 Ambientes de Comercialização

A comercialização de energia elétrica no Brasil é realizada em duas esferas de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Vale ressaltar que todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, têm de ser registrados na CCEE, e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

De acordo com o CCEE, os dois ambientes de comercialização mencionados anteriormente têm diferenças quanto aos participantes, ao tipo de contratação, ao tipo de contrato e aos preços (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

No Quadro 1, é apresentado um comparativo quanto aos participantes, contratação, tipo de contrato e preço, desses dois ambientes nas esferas supracitadas.

Quadro 1 – Diferenças entre os ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil

	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020).

3.1.2 Modalidade Tarifária

A Resolução Normativa da ANEEL nº 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial de 12 de abr. 2012, seção 1, p. 48) define “modalidade tarifária” como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

A seguir, são apresentadas as modalidades tarifárias disponíveis aos consumidores do setor residencial (pertencentes ao grupo B).

- a) **Modalidade tarifária convencional monômnia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- b) **Modalidade tarifária horária branca:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

3.1.2.1 Tarifação de Energia Elétrica

A seguir, são apresentados os custos de energia elétrica para os consumidores do setor residencial, praticados pela concessionária EDP ES, na região da Grande Vitória, no estado do Espírito Santo, em setembro de 2021.

Tabela 1 – Custos das tarifas do setor residencial

Modalidade Tarifária		Custo (R\$/kWh)
Tarifa Convencional		0,611
Tarifa Branca	Fora Ponta	0,498
	Intermediário	0,739
	Ponta	1,150

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2021).

Nota: Adaptado pelo autor.

Os valores apresentados na Tabela 1 representam o somatório das duas componentes de tarifação cobradas pelas concessionárias, a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e a TE (Tarifa de Consumo de Energia), ambas em R\$/kWh.

Também vale ressaltar os tributos embutidos na tarifa de energia elétrica, sejam municipais, estaduais e federais, os quais são:

- PIS - Programas de Integração Social (federal);
- Cofins - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (federal);
- Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP (municipal);
- ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (estadual).

Estes tributos são pagamentos obrigatórios realizados ao governo de modo a garantir que o poder público possa desenvolver suas atividades. As concessionárias de energia elétrica são responsáveis pelo recolhimento e repasse desses valores às autoridades competentes.

3.2 Geração distribuída no setor residencial

Nesta subseção são apresentados os principais conceitos e características envolvendo a GD no setor residencial do Brasil.

3.2.1 Visão geral

De acordo com o caderno temático de Micro e Minigeração distribuída da ANEEL, a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Em abril de 2012, a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), onde o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

A ANEEL define os conceitos de micro e a minigeração distribuída como sendo a produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

3.2.2 Histórico da regulamentação da geração distribuída

Em meados de 2010, a ANEEL promoveu consulta e audiência pública com objetivo de debater os dispositivos legais que tratam da conexão de GD de pequeno porte na rede de distribuição. Como resultado desse processo de consulta e participação pública na regulamentação do setor elétrico, a Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17/04/2012, estabeleceu as condições gerais

para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o SCEE correspondente.

3.2.3 Procedimentos para viabilização de acesso

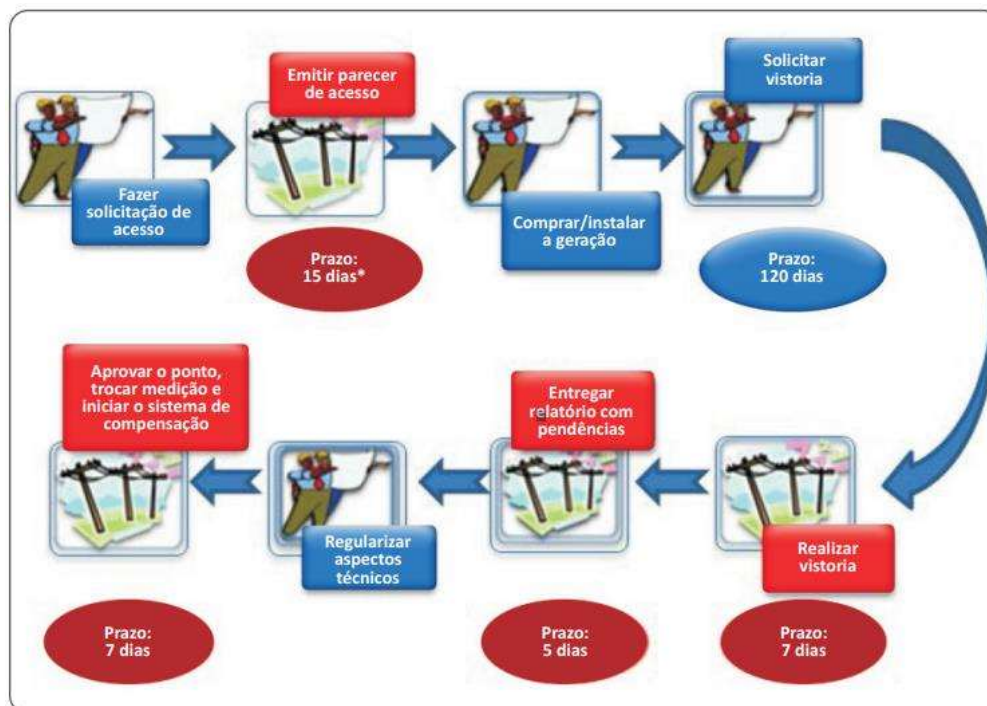
A seção 3.7 do Módulo 3 (ANEEL, 2016) do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição, os quais são detalhados a seguir.

Para que a central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo consumidor, e que, uma vez entregue à distribuidora, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo. Em resposta à solicitação de acesso, a distribuidora deverá emitir o parecer de acesso, que é um documento formal obrigatório apresentado por ela, sem ônus para o consumidor, em que são informadas as condições de acesso e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações nos respectivos prazos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Conforme estabelecido na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, o procedimento de acesso é simples e rápido, assim como os requisitos de proteção necessários para garantir a segurança das pessoas e a qualidade da energia injetada na rede. Deve-se destacar que compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos micros e minigeradores distribuídos e envio dos dados à ANEEL para fins de registro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Na Figura 2, estão ilustradas as etapas e prazos do procedimento de acesso que devem ser seguidos pelo consumidor (destacados em azul) e pela distribuidora (destacados em vermelho).

Figura 2 – Etapas e prazos para viabilização de acesso ao sistema de distribuição



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a).

3.2.4 Sistema de compensação de energia elétrica

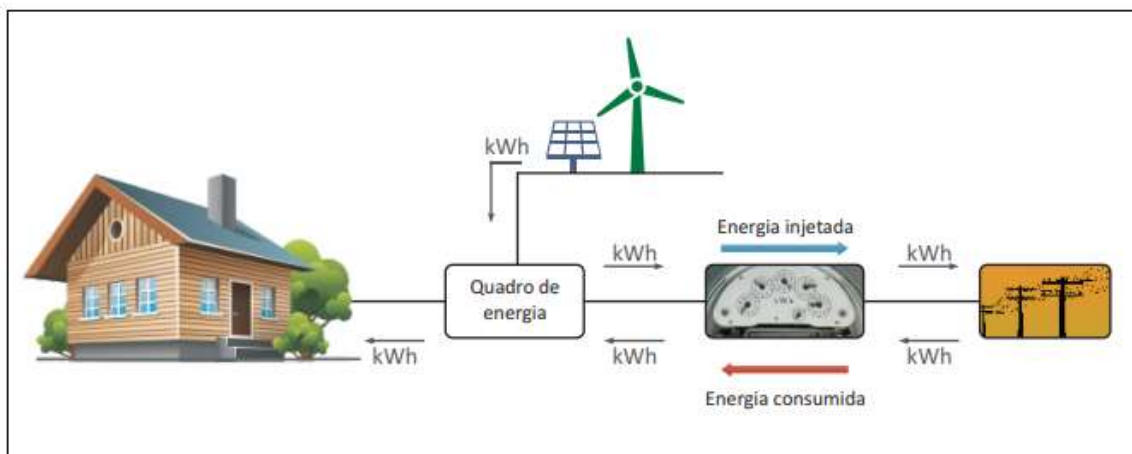
Como mencionado anteriormente, a Resolução Normativa nº 482/2012 trouxe o SCEE. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora (UC) com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, a qual funcionará como uma bateria armazenando esse excedente. Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses. Há, ainda, a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto de consumo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Para as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de

disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Na Figura 3, é apresentado um diagrama esquemático do funcionamento do SCEE.

Figura 3 – Diagrama esquemático do funcionamento de compensação de energia elétrica na geração distribuída



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a).

Como apresentado na Figura 3, a energia elétrica gerada atende à UC vinculada. Nos momentos em que a central não gera energia suficiente para abastecer a UC, a rede da distribuidora local suprirá a diferença. Nesse caso, será utilizado o crédito de energia ou, caso não haja, o consumidor pagará a diferença. Quando a UC não utiliza toda a energia gerada pela central, ela é injetada na rede da distribuidora local, gerando crédito de energia.

O artigo 7º da Resolução Normativa nº 482/2012 resume os procedimentos adotados quando a geração está instalada no mesmo local de consumo:

- a) A energia injetada em determinado posto tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
- b) Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, se houver, na mesma UC e no mesmo ciclo de faturamento;

- c) O valor a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do Grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade;
- d) Após a compensação na mesma UC onde está instalada a micro ou minigeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor no mesmo ciclo de faturamento;
- e) Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento.

3.2.4.1 Exemplo do faturamento pelo sistema de compensação de energia para um consumidor do Grupo B

A ANEEL, em seu caderno temático, apresenta um exemplo do funcionamento do sistema de compensação de energia para um consumidor do Grupo B, conforme é apresentado a seguir:

Neste exemplo, a UC é trifásica (custo de disponibilidade igual ao valor em reais equivalente a 100 kWh), localizada na cidade de Belo Horizonte. No local, foram instalados equipamentos de microgeração solar fotovoltaica com potência de 2 kW (pico), e cujo consumo médio mensal é de 418 kWh. Para efeitos de cálculo, foi utilizada a tarifa de 0,51 R\$/kWh da Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), sem a incidência de impostos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS). Com base nos níveis mensais de irradiação solar na localidade, foi estimada para a UC a geração de energia (injetada), conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Exemplo do faturamento pelo sistema de compensação de energia (Parte 1 de 2)

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Diferença
Janeiro	330	353	23	R\$ 168,30	R\$ 51,00	R\$ 117,30
Fevereiro	360	360	23	R\$ 183,60	R\$ 51,00	R\$ 132,60
Março	460	335	0	R\$ 234,60	R\$ 52,02	R\$ 182,58

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a).

Conforme pode ser observado na Tabela 2, no mês de janeiro, o consumo da UC (330 kWh) foi menor do que a energia ativa injetada na rede (353 kWh), resultando disso um crédito (23 kWh) a ser utilizado em faturamento posterior. No mês de janeiro, portanto, o faturamento será apenas pelo custo de disponibilidade. Como esse custo é o valor em reais equivalente a 100 kWh, para uma tarifa de 0,51 R\$/kWh, o custo de disponibilidade será de R\$ 51,00. No mês de janeiro, portanto, o faturamento será apenas pelo custo de disponibilidade. Como esse custo é o valor em reais equivalente a 100 kWh, para uma tarifa de 0,51 R\$/kWh, o custo de disponibilidade será de R\$ 51,00. No mês de fevereiro, a energia ativa injetada na rede (360 kWh) foi igual ao consumo medido. Dessa forma, o crédito do mês anterior não foi aproveitado (e, novamente, a UC foi faturada pelo custo de disponibilidade). Em março, o consumo (460 kWh) foi maior do que a energia ativa injetada na rede (335 kWh), circunstância que propiciou a utilização do crédito de 23 kWh gerados no mês de janeiro.

O perfil anual de consumo e geração da UC hipotética está retratado na Tabela 3.

Tabela 3 – Exemplo do faturamento pelo sistema de compensação de energia (Parte 2 de 2)

Mês	Consumo (kWh)	Injetado (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Fatura sem GD	Fatura com GD	Diferença
Janeiro	330	353	23	R\$ 168,30	R\$ 51,00	R\$ 117,30
Fevereiro	360	360	23	R\$ 183,60	R\$ 51,00	R\$ 132,60
Março	460	335	0	R\$ 234,60	R\$ 52,02	R\$ 182,58
Abril	440	357	0	R\$ 224,40	R\$ 51,00	R\$ 173,40
Maiο	450	333	0	R\$ 229,50	R\$ 59,67	R\$ 169,83
Junho	390	308	0	R\$ 198,90	R\$ 51,00	R\$ 147,90
Julho	350	360	10	R\$ 178,50	R\$ 51,00	R\$ 127,50
Agosto	476	370	4	R\$ 242,76	R\$ 51,00	R\$ 193,80
Setembro	484	380	0	R\$ 246,84	R\$ 51,00	R\$ 183,60
Outubro	480	378	0	R\$ 244,80	R\$ 52,02	R\$ 192,78
Novembro	430	338	0	R\$ 219,30	R\$ 51,00	R\$ 168,30
Dezembro	390	332	0	R\$ 198,90	R\$ 51,00	R\$ 147,90
Total	5.100	4.204	-	R\$ 2.560,20	R\$ 622,71	R\$ 1.937,49

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a).

Na Tabela 3, nota-se que, no mês de julho, novamente o consumo (350 kWh) foi menor do que a energia ativa injetada na rede (360 kWh), o que gerou um crédito de 10 kWh. Já no faturamento de agosto, a energia injetada foi de 370 kWh e o consumo foi maior (476 kWh). A diferença entre o consumo e a geração (106 kWh) seria, portanto, o valor a faturar naquele mês. Todavia, há 10 kWh de créditos gerados no mês anterior (julho) e, assim sendo, eles podem ser utilizados para abater o valor a faturar. Nesse caso, no entanto, basta que sejam utilizados 6 kWh (dos 10 kWh de crédito) para que a quantidade de kWh a faturar seja igual à quantidade mínima que deve ser faturada (100 kWh – custo de disponibilidade). Logo, sobrariam ainda 4 kWh de créditos que o consumidor utilizará no mês em que necessitar (no exemplo, em setembro).

Em resumo, no exemplo em questão, nos meses em que o consumo for igual ou inferior à energia injetada na rede (janeiro, fevereiro e julho, no exemplo), ou quando, embora maior o consumo, a diferença for menor ou igual a 100 kWh (abril, junho, agosto, setembro, novembro e dezembro, no exemplo), a UC será faturada apenas pelo custo de disponibilidade.

É importante ressaltar que, neste exemplo, não foram consideradas as eventuais incidências de impostos (ICMS e PIS/COFINS). Dessa forma, nos estados que ainda não aderiram ao Convênio ICMS 16, de 2015, aprovado pelo CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária), é possível que a economia total anual na fatura de energia elétrica seja inferior àquela apresentada na Tabela 3 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

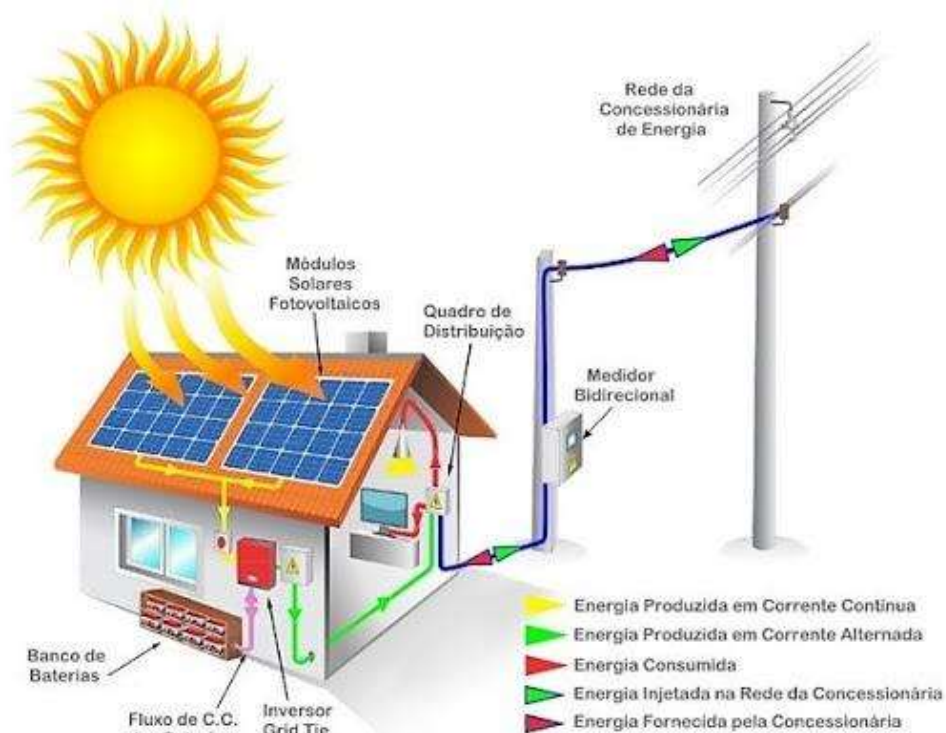
3.2.5 Sistemas fotovoltaicos híbridos

O sistema fotovoltaico híbrido é um tipo de sistema que engloba as duas formas de geração de energia a partir de sistemas fotovoltaicos: o sistema conectado à rede (*on-grid*) e o sistema autônomo (*off-grid*).

Este tipo de sistema oferece inúmeras aplicações específicas e sua composição de equipamentos pode variar conforme a aplicação. Eles se caracterizam, principalmente, pela capacidade de gerar a energia elétrica por meio do sol, armazenando o excedente de energia produzido em baterias.

Na Figura 4, é apresentado o diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico híbrido, bem como os seus fluxos de energia.

Figura 4 – Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: Oca Solar Energia (2021).

Portanto, este sistema é capaz de suprir falhas na rede de energia e seu uso pode ser feito à noite e em dias nublados ou chuvosos, proporcionando economia e uma maior segurança. Em resumo, este sistema permite ao consumidor uma independência energética de modo que se tenha eletricidade de forma ininterrupta (OCA SOLAR ENERGIA, 2021).

Na Figura 5, são apresentados todos os componentes que compõem um sistema fotovoltaico híbrido.

Figura 5 – Componentes de um sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: Oca Solar Energia (2021).

Segundo a Oca Solar Energia,

Ao dimensionar o sistema solar, não é preciso considerar o funcionamento das cargas pelo período padrão de dois dias. Assim, isso acontece porque o inversor híbrido consegue carregar todo o banco de baterias apenas com a energia fornecida pela rede. Como o funcionamento desse tipo de sistema é constante, a energia excedente não é injetada na rede elétrica, e por esse motivo não necessita de homologação para implantação (OCA SOLAR ENERGIA, 2021).

3.2.5.1 Vantagens e desafios de um sistema fotovoltaico híbrido

Algumas das vantagens desse tipo de sistema são as seguintes:

- Opção de uso da energia elétrica armazenada durante a noite ou em períodos chuvosos ou nublados;
- A UC não é afetada em casos de faltas;
- Redução nos custos de tarifação de energia elétrica;
- Opção de utilizar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico híbrido para carregar carros elétricos;

Alguns dos desafios desse tipo de sistema são os seguintes:

- Maior custo de investimento em relação aos sistemas fotovoltaicos *on-grid*;
- Vida útil das baterias (entre 7 a 15 anos) menor que a dos módulos solares (em torno de 25 anos);

- Necessidade de espaço na residência para armazenamento dos bancos de baterias;

Por fim, destaca-se que o sistema fotovoltaico híbrido é indicado, principalmente, para suprir as necessidades energéticas de locais onde máquinas e sistemas não podem deixar de receber energia como, por exemplo, em hospitais, centros de pesquisas, centrais de controle de grande porte e comércio de grande porte. Entretanto, esse sistema não pode ser descartado do setor residencial e sua implementação vai depender de vários fatores a serem considerados pelo consumidor, podendo assim, ser vantajoso no longo prazo.

4 METODOLOGIA

4.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico híbrido

Nessa seção, será apresentado o modelo matemático do dimensionamento de um sistema fotovoltaico híbrido, de modo a entender quais são os principais parâmetros deste sistema e para familiarizar-se com os componentes deste projeto.

4.1.1 Dimensionamento dos painéis fotovoltaicos

Primeiramente, faz-se necessário calcular a eficiência de conversão de cada painel (η_P). De posse dos dados característicos dos painéis, como potência máxima (Pot_{Max}) e área útil (A_P), e considerando condições normais de ambiente (temperatura de 25° C) para definição do valor de irradiância por metro quadrado, obtém-se a Equação (1) para o cálculo da eficiência de conversão do painel.

$$\eta_P = \frac{Pot_{Max}}{A_P \cdot 1000 \text{ W/m}^2} \quad (1)$$

Em seguida, é calculada a energia diária produzida pelo sistema por cada painel (E_D). Para isso, multiplica-se a energia diária recebida do sol (E_S), a área de cada painel, a eficiência de conversão de cada painel e a taxa de desempenho do sistema (T_D). Com isso, tem-se a Equação (2) para o cálculo da energia produzida por cada painel.

$$E_D = E_S \cdot A_P \cdot \eta_P \cdot T_D \quad (2)$$

A energia mensal produzida pelo sistema com um painel (E_M) é dada na Equação (3).

$$E_M = E_D \cdot 30 \quad (3)$$

Em seguida, calcula-se a quantidade de painéis necessária para atender a UC dividindo a energia necessária para suprir o consumo mensal (E_{Nec}) pela energia mensal produzida pelo sistema com um painel (E_M), resultando na Equação (4).

$$N_P = \frac{E_{Nec}}{E_M} \quad (4)$$

A área total ocupada pelos painéis (A_T) é dada na Equação (5); já o peso total dos painéis (P_T), é dado na Equação (6).

$$A_T = N_P \cdot A_P \quad (5)$$

$$P_T = N_P \cdot P_P \quad (6)$$

Os cálculos da quantidade, área e peso dos painéis solares apresentados é essencial para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. A partir da quantidade de painéis, são encontrados os valores de área e peso total do conjunto, de modo que haja espaço e capacidade suficiente para a instalação destes.

4.1.2 Dimensionamento do inversor híbrido

Para o dimensionamento do inversor, primeiramente, calcula-se a tensão total da série de painéis (V_{TS}), a partir da Equação (7).

$$V_{TS} = V_{OC} \cdot N_P \quad (7)$$

onde, V_{OC} representa a tensão de circuito aberto do inversor.

Após o cálculo de V_{TS} , é calculada a variação da tensão em porcentagem ($V\%$) a partir de (8).

$$V_{\%} = \Delta T \cdot \alpha \quad (8)$$

onde, ΔT representa a faixa de temperatura em que o inversor pode trabalhar e α representa o coeficiente de temperatura da tensão.

A próxima etapa para o dimensionamento do inversor é calcular a variação da tensão por efeito da temperatura (ΔV), que é dada a partir de (9). Em seguida, calcula-se a tensão total da série

de painéis corrigida pelo efeito da temperatura (V_{Corr}), que é dada a partir de (10). Por fim, calcula-se a potência do conjunto fotovoltaico (Pot_T) pela Equação (11).

$$\Delta V = \frac{V_{TS} \cdot V\%}{100} \quad (9)$$

$$V_{Corr} = V_{TS} + \Delta V \quad (10)$$

$$Pot_T = N_P \cdot Pot_{Max} \quad (11)$$

4.1.3 Dimensionamento das baterias

A capacidade das baterias (C_{ah}) é definida pelo cálculo da corrente produzida pelos painéis (I_p), multiplicada pela energia diária recebida do sol. Em (12) é apresentada a equação que representa este cálculo.

$$C_{ah} = I_p \cdot E_S \quad (12)$$

4.2 Ferramenta computacional para simulação

A necessidade de uma ferramenta computacional para realização de simulações de otimização é imprescindível para uma boa análise de um projeto. Neste contexto, faz-se necessário o uso de um *software* renomado há anos no mercado de sistemas de energia elétrica, em que opere precisamente com as informações fornecidas pelo usuário, como curva de carga a ser atendida, condições climáticas, tais como temperatura e radiação solar, bem como as especificações dos componentes, de forma a conduzir a resultados satisfatórios para este projeto.

4.2.1 O HOMER

Neste trabalho, o programa utilizado na otimização do sistema fotovoltaico híbrido foi o HOMER. Este programa é reconhecido mundialmente por sua qualidade na otimização de sistemas a partir da análise técnica e econômica dos dados fornecidos pelo usuário. O programa

avalia diversas variáveis para comparar fluxos de valor, avaliar opções de sistema e fornecer estratégias de mitigação de riscos e redução de custos (HOMER MICROGRID NEWS, 2021).

O HOMER oferece, também, a opção de comparação entre diferentes opções de projetos de sistemas, com base na análise técnica e econômica, além de auxiliar no entendimento dos efeitos da incerteza ou mudanças sobre o sistema de energia e seus custos de ciclo de vida, que representa todo o custo envolvido nesse sistema ao longo de sua vida útil. Esse modelo de otimização foi desenvolvido com o objetivo de prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando várias alternativas possíveis, buscando a solução ótima do sistema (FARRET; SIMÕES, 2006 apud SILVA, 2010).

Ainda, segundo Silva (2010), o programa simula diversas configurações de sistemas com objetivo de encontrar um cenário ideal que atenda às restrições técnicas fornecidas pelo usuário, com um menor custo possível sobre a vida útil do projeto. O processo de simulação do programa estabelece as configurações possíveis para o sistema a ser projetado através da combinação das capacidades das fontes disponíveis no sistema e da estratégia de operação, definindo como os componentes operam em conjunto. Para cada hora do dia, é feita a comparação da potência necessária pela carga e a capacidade do sistema em fornecer energia, de modo a definir como as fontes inseridas irão trabalhar (SILVA, 2010).

De acordo com Silva,

A medida que o HOMER utiliza para representar o custo do sistema durante a vida útil dele é o valor presente líquido (VPL). Esse valor inclui todos os custos de aquisição, reposição, de manutenção e operação durante a vida útil do projeto, considerando os fluxos de caixa futuros no valor presente. O VPL inclui o custo inicial dos componentes do sistema, o custo de substituição que pode ocorrer durante a vida útil do projeto, o custo de manutenção e de combustível, se houver, no projeto (SILVA, 2010, p. 84).

Em resumo, o método de otimização do programa define o menor valor possível do sistema a partir dos parâmetros e informações fornecidos pelo usuário. Com isso, o programa define a solução ótima como sendo o cenário em que todas as requisições do sistema são atendidas com o menor VPL.

Vale ressaltar que a sigla para VPL no HOMER é, do inglês, NPC (*net present cost*), assim, esse será o parâmetro a ser observado na visualização dos resultados da Seção 5.

4.2.2 Despacho de energia no sistema feito pelo HOMER

O programa determina para cada hora do ano se as fontes renováveis consideradas como “não despacháveis” são capazes de suprir a carga requerida do sistema. Caso contrário, o programa define a melhor forma de fornecer energia à carga por fontes não renováveis do sistema, que são denominadas como fontes “despacháveis”. Silva (2010) apresenta também que o princípio básico adotado pelo programa HOMER para definição do despacho é minimizar os custos do sistema, representando os cálculos econômicos de cada fonte “despachável” pelo custo fixo (R\$/kW) e pelo custo marginal (R\$/kWh). Utilizando esses valores, o HOMER faz uma busca pela combinação de fontes despacháveis inseridas pelo usuário, de modo a atender à carga com o menor custo possível (SILVA, 2010).

4.3 Inclusão dos componentes no HOMER

A seguir, será apresentado como foi realizada a inclusão, no *software* HOMER, de todos os componentes envolvidos neste projeto, bem como suas especificações técnicas e econômicas.

4.3.1 Inserção da carga

Os dados de consumo da carga foram tomados do trabalho de Stoffel (2017), em que foram feitas análises da viabilidade da mudança tarifária sem a inclusão da GD às oito residências (as quais serão nomeadas numericamente, de 1 a 8), e sim, mudanças nos hábitos dos consumidores a fim de tornar vantajosa esta mudança. Para entendimento de como foram inseridos os dados de consumo no HOMER, utilizou-se a Residência 1 a maneira de exemplo. Na Tabela 4, são apresentados os valores de consumo medidos pelo aparelho que realizou as medições nessa residência, durante o período de uma semana. Os valores de consumo das demais residências serão apresentados na seção de Resultados e Discussões, assim como todos os resultados deste trabalho.

Tabela 4 – Consumo medido durante o período de uma semana na Residência 1

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	1,70	0,28	0,39
Terça-feira	1,81	0,34	0,40
Quarta-feira	1,79	0,43	0,60
Quinta-feira	1,50	0,37	0,47
Sexta-feira	1,63	0,37	0,37
Média Dia Útil	1,69	0,36	0,45
Sábado	1,70		
Domingo	2,52		
Média Final de Semana	2,11		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Primeiramente, no HOMER, foram adicionados os valores de consumo de energia elétrica na opção de carga *Electric Load*, dividindo a média do consumo diário de cada faixa de horário, pela quantidade de intervalos de 1 hora, para cada período do dia, fora ponta (FP), intermediário (I) e ponta (P).

Para se entender melhor o método utilizado para inserção dos valores de consumo no *software*, é apresentado, no Quadro 2, o exemplo de como foi realizado este processo para a Residência 1, para cada período de tarifação, para dias de semana e finais de semana.

Para dias da semana, tem-se que, a partir da Tabela 4, a média de consumo medida na UC foi de 0,45 kWh no período de ponta, portanto, foi inserido o valor de 0,15 ($0,45 \div 3$) kWh para cada uma das três horas que correspondem a este período (18:00 às 21:00). Para o período intermediário, foi alocada a metade da média do consumo deste período (0,18 kWh) para cada lacuna disponível, uma no período das 17:00 às 18:00 e a outra parte no período das 21:00 às 22:00. Para a parte restante correspondente ao período de fora ponta, foi distribuída a média deste período (1,69 kWh) nas 19 lacunas disponíveis que representam as 19 horas do dia em que o consumidor é tarifado pelo horário fora ponta. No Quadro 2, é apresentado o ambiente do HOMER para inserção destes valores.

Quadro 2 – Inserção dos valores de consumo para os dias da semana

Hour	Weekends											
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
0	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
1	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
2	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
3	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
4	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
5	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
6	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
7	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
8	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
9	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
10	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
11	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
12	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
13	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
14	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
15	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
16	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
17	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180
18	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150
19	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150
20	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150
21	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180	0.180
22	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089
23	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089

Fonte: Produzido pelo autor.

Para os finais de semana, foi realizada a distribuição da média de consumo deste período (2,11 kWh) igualmente nas 24 lacunas disponíveis que representam as horas do dia, uma vez que, neste período, o consumidor é tarifado apenas pelo período fora ponta. No Quadro 3, é apresentado o ambiente do HOMER para inserção destes valores.

Quadro 3 – Inserção dos valores de consumo para os finais de semana

Hour	Weekdays											
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
0	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
1	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
2	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
3	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
4	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
5	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
6	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
7	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
8	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
9	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
10	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
11	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
12	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
13	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
14	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
15	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
16	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
17	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
18	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
19	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
20	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
21	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
22	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
23	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088

Fonte: Produzido pelo autor.

Após a inserção dos valores de consumo para cada hora do dia, obteve-se o resumo no *software* da carga elétrica da Residência 1, o qual é apresentado na Figura 6. Nesta figura, podem ser observados os seguintes perfis de consumo: diário, anual e sazonal. Também, são apresentados os valores médios e de pico de potência necessária, bem como o fator de carga.

Figura 6 – Ambiente *Electric Load* com o resumo dos dados de carga da Residência 1

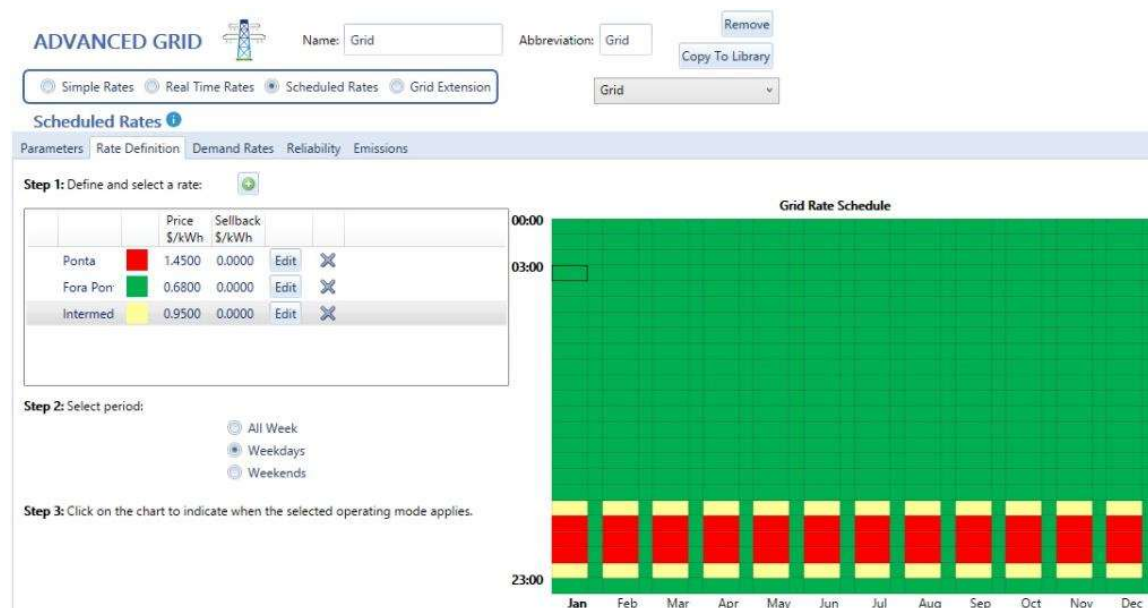
Fonte: Produzido pelo autor.

4.3.2 Inserção da rede elétrica

Primeiramente, foram encontrados os custos de energia elétrica de cada período da tarifa branca no site da ANEEL, os quais foram apresentados na Tabela 1.

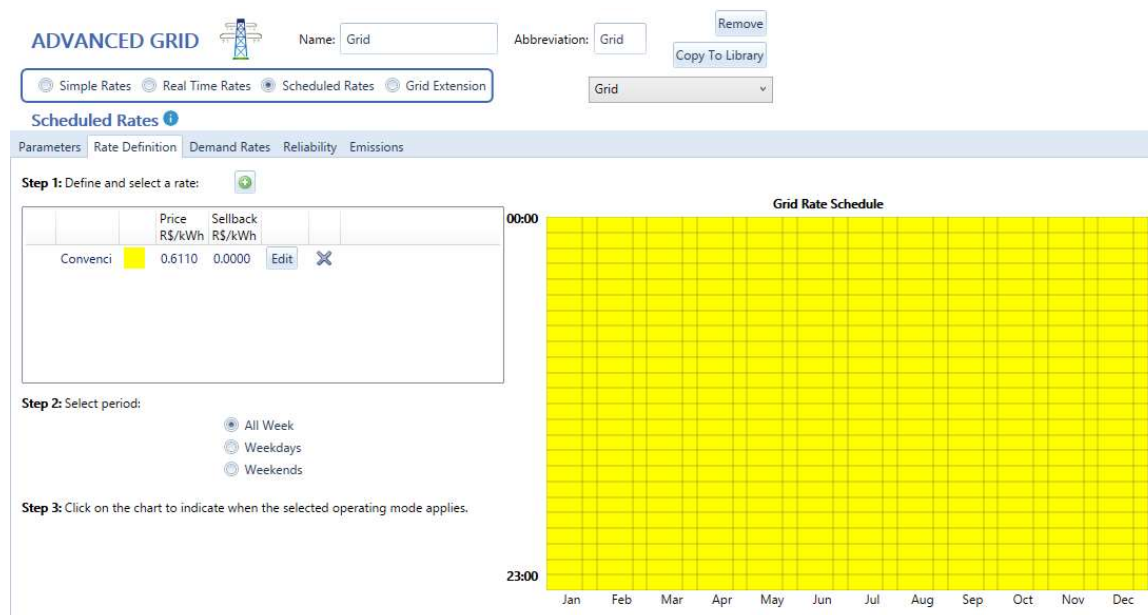
Com posse dos custos de energia elétrica de cada período da Tarifa Branca, disponíveis no site da ANEEL, os quais foram apresentados na Tabela 1, criaram-se três rótulos na opção de faturamento de energia do componente Advanced Grid do HOMER, representando cada período de tarifação, com isso, foram adicionados os custos de cada período aos dias de semana, e os custos do período fora ponta para os finais de semana. Na Figura 7, é apresentado o ambiente para inserção destes valores. Também foi incluída a rede elétrica com a Tarifa Convencional, para possível comparação de ambas. Na Figura 8, é apresentado o ambiente para inserção destes valores.

Figura 7 – Ambiente para inserção da tarifação de energia elétrica da Tarifa Branca



Fonte: Produzido pelo autor.

Figura 8 – Ambiente para inserção da tarifação de energia elétrica da Tarifa Convencional



Fonte: Produzido pelo autor.

4.3.3 Inserção dos painéis fotovoltaicos

Os valores de potência e custos dos painéis foram preenchidos de acordo com o painel escolhido no mercado, o qual é apresentado na Figura 9. O custo de aquisição deste painel está em torno de R\$ 800,00, no endereço eletrônico da NeoSolar, valor que é dependente do método de pagamento. Diante dos dados dos painéis fotovoltaicos, foram preenchidos, no HOMER, os itens de custos e potência do painel, bem como a vida útil deste (25 anos), como é apresentado na Figura 10.

Figura 9 – Pannel solar fotovoltaico escolhido para o projeto



Figura 10 – Inserção dos dados de potência e custo do pannel fotovoltaico

PV Name: Abbreviation:

Properties			
Name: Generic flat plate PV			
Abbreviation: PV			
Panel Type: Flat plate			
Rated Capacity (kW): 3.2			
Manufacturer: Generic			
www.homerenergy.com			
Notes: This is a generic PV system.			

Cost			
Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
0.4	<input type="text" value="800.00"/>	<input type="text" value="800.00"/>	<input type="text" value="0.00"/>
Lifetime		<input type="text" value="25.00"/> <input type="button" value="(-)"/>	
time (years):		<input type="button" value="More..."/>	

Sizing	
<input type="radio"/>	HOMER Optimizer™
<input checked="" type="radio"/>	Search Space
kW	
<input type="text" value="0"/>	
<input type="text" value="0.4"/>	
<input type="text" value="0.8"/>	
<input type="text" value="1.2"/>	
<input type="text" value="1.6"/>	
<input type="text" value="2"/>	

Site Specific Input	
Derating Factor (%):	<input type="text" value="80.00"/> <input type="button" value="(-)"/>

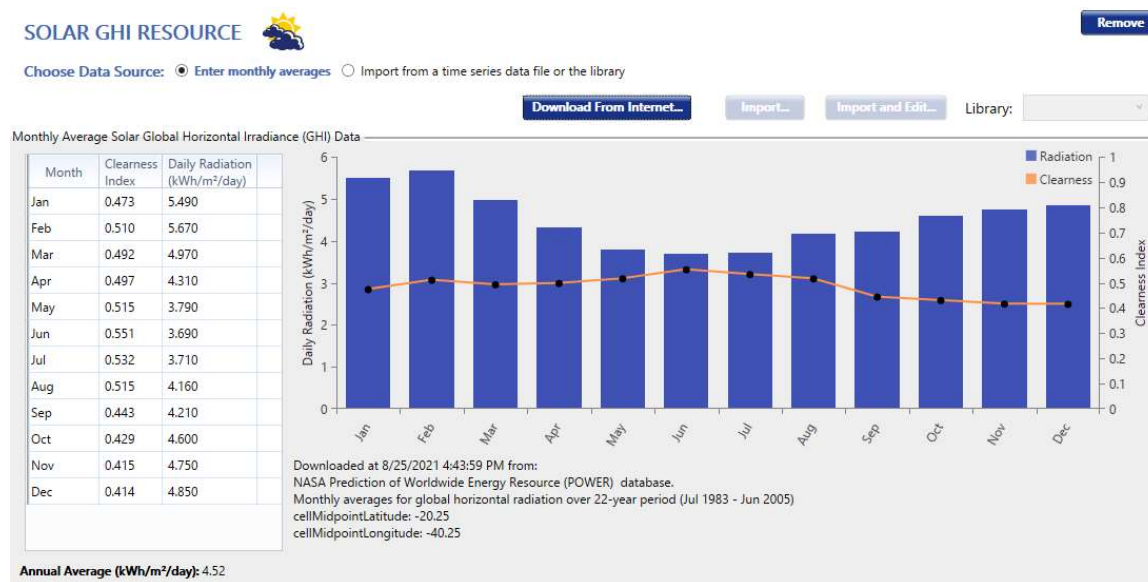
Electrical Bus	
<input type="radio"/>	AC
<input checked="" type="radio"/>	DC

Fonte: Produzido pelo autor.

Para simulações com painéis fotovoltaicos no HOMER, é necessário fazer a inclusão dos valores de irradiância solar dos locais das residências, seja manualmente ou importando direto do *software* a partir de uma conexão com a internet. Por praticidade, foi escolhido o modo

automático de importar estes valores de irradiância solar, informando apenas o local das residências no HOMER. Na Figura 11, é apresentado o ambiente onde foi realizada essa etapa.

Figura 11 – Ambiente para inserção da irradiância solar



Fonte: Produzido pelo autor.

Vale ressaltar que os dados de irradiância solar importados do HOMER são do município da Serra, Espírito Santo, local onde foram feitas as medições de consumo de energia elétrica nas residências por Stoffel (2017).

4.3.4 Inserção do inversor híbrido

Assim como o painel, o inversor foi escolhido após buscas no mercado. Entretanto, esse componente foi projetado de modo a atender individualmente cada UC. A partir do valor de potência máxima produzida pelos painéis, foi designado um inversor com uma potência próxima a essa, de modo a atender a residência. Nas Figuras 12, 13 e 14 são apresentados os inversores escolhidos e, no Quadro 4, é apresentado um resumo dos inversores projetados para cada residência.

Figura 12 – Inversor híbrido de 1 kW



Fonte: Minha Casa Solar (2021).

Inversor Híbrido 1000W/ 30A MPPT/ 24VCC /220VCA Epever Upower - UP1000-M322 ^{SKU}

2043821887
Disponibilidade: Imediata

0 de 5 ★★★★★ (0)

De R\$ 3.199,00

R\$ 2.324,07 À vista

(7,00% de desconto no Boleto Bancário)

R\$ 2.374,05 Desconto de 5% à vista no cartão de crédito
ou R\$ 2.499,00 no cartão de crédito
6 x sem juros de R\$ 416,50
ou 12 x de R\$ 236,34 com juros

QUANTIDADE: 1

COMPRAR

Site Seguro

[Ver parcelas](#)

Figura 13 – Inversor híbrido de 2 kW



Fonte: Minha Casa Solar (2021).

Inversor híbrido 2000W/ 30A MPPT/ 24VCC/ 220VCA Epever Upower - UP2000-M332 ^{SKU}

2043821887
Disponibilidade: Imediata

0 de 5 ★★★★★ (0)

De R\$ 3.799,00

R\$ 2.789,07 À vista

(7,00% de desconto no Boleto Bancário)

R\$ 2.849,05 Desconto de 5% à vista no cartão de crédito
ou R\$ 2.999,00 no cartão de crédito
6 x sem juros de R\$ 499,83
ou 12 x de R\$ 283,62 com juros

QUANTIDADE: 1

COMPRAR

Site Seguro

[Ver parcelas](#)

Figura 14 – Inversor híbrido de 3 kW



Fonte: Minha Casa Solar (2021).

Inversor híbrido Off Grid 3000W 48/220V MPPT ^{SKU}
30A Growatt - SPF 3000TL HVM 48

2022422444
Disponibilidade: Imediata

0 de 5 ★★★★★ (0)

De R\$ 5.200,00

R\$ 4.463,07 À vista

(7,00% de desconto no Boleto Bancário)

R\$ 4.558,05 Desconto de 5% à vista no cartão de crédito
ou R\$ 4.799,00 no cartão de crédito
6 x sem juros de R\$ 799,83
ou 12 x de R\$ 453,85 com juros

QUANTIDADE: 1

COMPRAR

Site Seguro

[Ver parcelas](#)

GARANTIA

O inversor SPF 3000TL HVM 48 possui 2 anos de garantia contra defeitos de fabricação.

Final e prazo: CEP: QI:

Não sei meu CEP

Quadro 4 – Inversores utilizados no projeto

Residência	Inversor utilizado
1	Inversor híbrido de 1 kW
2	Inversor híbrido de 1 kW
3	Inversor híbrido de 1 kW
4	Inversor híbrido de 3 kW
5	Inversor híbrido de 1 kW
6	Inversor híbrido de 1 kW
7	Inversor híbrido de 1 kW
8	Inversor híbrido de 2 kW

Fonte: Produzido pelo autor.

Diante dos dados de potência e custo dos inversores, foram preenchidos os respectivos itens no HOMER, bem como a sua vida útil (10 anos) e eficiência, como é apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Inserção dos dados do inversor escolhido

The screenshot displays the configuration interface for a 'System Converter' in the HOMER software. At the top, the component is identified as 'System Converter' with an abbreviation of 'Convert'. The 'Properties' section includes the name 'System Converter', abbreviation 'Converter', and the website 'www.homerenergy.com'. A note states 'This is a generic system converter.' The 'Costs' table is as follows:

Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
2	R\$3,000.00	R\$3,000.00	R\$0.0

The 'Capacity Optimization' panel shows 'HOMER Optimizer™' selected, with 'Search Space' chosen and a size of 2 kW. The 'Inverter Input' panel has 'Lifetime (years)' set to 10.00 and 'Efficiency (%)' set to 95.00. The 'Rectifier Input' panel has 'Relative Capacity (%)' set to 100.00 and 'Efficiency (%)' set to 95.00. A checkbox for 'Parallel with AC generator?' is checked.

Fonte: Produzido pelo autor.

4.3.5 Inserção das baterias

A bateria utilizada na simulação foi a bateria solar de chumbo-ácido. Ela é caracterizada por ser uma das mais antigas no setor de energia solar e, apesar de haver outros tipos de bateria fotovoltaica disponíveis no mercado, essa bateria possui diversas vantagens, como, por exemplo, valor atrativo, autodescarga baixa, carregamento facilitado, versatilidade na utilização, resistência a vibrações e choques mecânicos, entre outros (ALDO, 2021). Sendo

assim, a bateria utilizada nas simulações foi a Bateria Estacionária Moura Clean 12MF63 (63Ah), a qual é apresentada na Figura 16.

Figura 16 – Bateria Estacionária Moura Clean 12MF63 (63Ah)




Bateria Estacionária Moura Clean 12MF63 (63Ah)

Fonte: NeoSolar (2021).

O custo de aquisição desta bateria está em torno de R\$ 500,00, no endereço eletrônico da NeoSolar, valor que é dependente do método de pagamento, e sua vida útil é de aproximadamente 5 anos. Como esta bateria possui uma capacidade de 63 Ah e o mesmo tipo de bateria designada no HOMER é de 83,4 Ah, foi feito um cálculo proporcional de modo que o custo final por bateria inserido no *software* foi de R\$ 662,00. Diante destes dados, foram preenchidos os itens de custos e capacidade das baterias, bem como a vida útil desta, como é apresentado na Figura 17.


Figura 17 – Inserção dos dados da bateria escolhida

STORAGE  Name: Abbreviation:

Properties


Kinetic Battery Model

Nominal Voltage (V): 12
 Nominal Capacity (kWh): 1
 Maximum Capacity (Ah): 83.4
 Capacity Ratio: 0.403
 Rate Constant (1/hr): 0.827
 Roundtrip efficiency (%): 80
 Maximum Charge Current (A): 16.7
 Maximum Discharge Current (A): 24.3
 Maximum Charge Rate (A/Ah): 1



www.homerenergy.com

This is a generic 12 volt lead acid battery with 1 kWh of energy storage.

Generic
homerenergy.com 

Cost

Quantity	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
1	662.00	662.00	0.00

Lifetime

time (years):

throughput (kWh):

Sizing

HOMER Optimizer™
 Search Space

#

Site Specific Input

String Size: Voltage: 12 V

Initial State of Charge (%):

Minimum State of Charge (%):

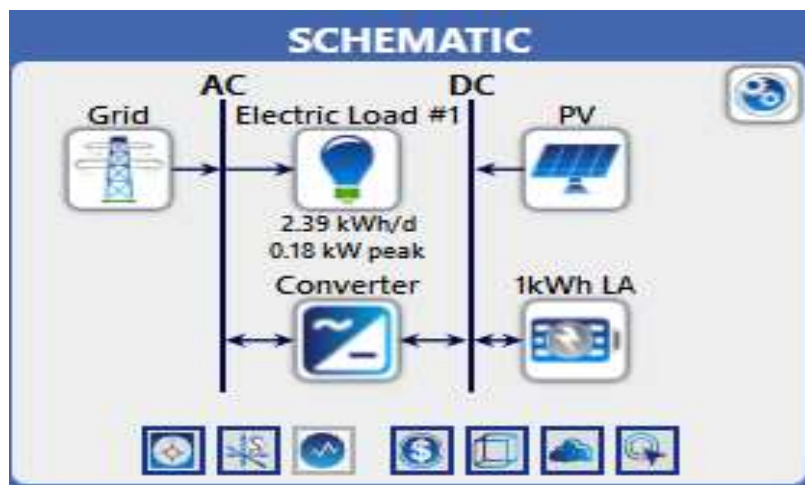
Minimum storage life (yrs):

Fonte: Produzido pelo autor.

4.3.6 Diagrama esquemático final do projeto

Na Figura 18, é apresentado o diagrama esquemático final do projeto desenvolvido no HOMER, com todos os componentes descritos anteriormente. Como mencionado anteriormente, a maneira de exemplo, este diagrama esquemático foi criado com os dados de consumo da Residência 1, sendo todas as demais residências seguindo o mesmo padrão, se diferenciando apenas pelo seu consumo.

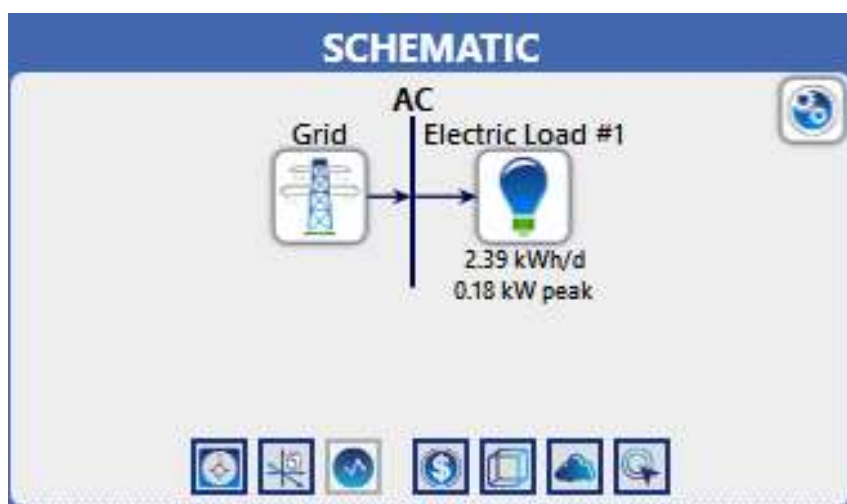
Figura 18 – Diagrama esquemático final do sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: Produzido pelo autor.

Vale ressaltar que, como mencionado no item 4.3.2, também foi feita a simulação das residências considerando a manutenção na Tarifa Convencional, de modo a fazer a comparação entre as duas modalidades tarifárias para analisar a viabilidade ou não de adesão à Tarifa Branca. Na Figura 19, é apresentado o diagrama esquemático do sistema da Residência 1 considerando a manutenção na Tarifa Convencional.

Figura 19 – Diagrama esquemático do sistema considerando a manutenção na Tarifa Convencional



Fonte: Produzido pelo autor.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, serão apresentados todos os resultados obtidos após as simulações, bem como um resumo detalhado de todas as residências analisadas.

5.1 Residência 1

Na Tabela 4 do item 4.3.1, foram apresentados os dados de consumo de energia elétrica da Residência 1, os quais foram inseridos no componente *Electric Load* do HOMER.

Primeiramente, simulou-se o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, que foi apresentado na Figura 19 do item 4.3.6, pelo período de 25 anos, de modo a se obter o VPL desta configuração. No Quadro 5, é apresentado o resultado obtido e o VPL encontrado é de R\$ 13.325,00.

Quadro 5 – Simulação para a Residência 1 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost				System		Grid	
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$13,325	R\$0.611	R\$533.01	R\$0.00	0	0	872	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas duas simulações considerando a instalação do sistema fotovoltaico híbrido na residência: a primeira sem a compensação através de crédito pela concessionária, de modo a analisar se a adesão à Tarifa Branca é viável apenas com a inclusão do sistema fotovoltaico híbrido; e, a segunda com a utilização da compensação através de crédito pela concessionária, de modo a obter-se o valor que seria economizado durante a vida útil de 25 anos do projeto.

Após a inserção de todos os componentes do sistema no HOMER, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 6.

Quadro 6 – Simulação para a Residência 1 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture						Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)		
			CC	R\$13,789	R\$0.632	R\$551.55	R\$0.00	0	0				
0.800	1	1.00	LF	R\$16,964	R\$0.479	R\$488.08	R\$4,762	71.3	0	1,600	1,097		
0.400		1.00	CC	R\$17,255	R\$0.624	R\$558.22	R\$3,300	47.1	0	800	548		
	1	1.00	LF	R\$23,334	R\$1.07	R\$806.88	R\$3,162	0.0585	0				

Fonte: Produzido pelo autor.

Para a configuração utilizando a Tarifa Branca sem a compensação através de crédito, o VPL mais econômico encontrado foi para a residência sem o sistema fotovoltaico inserido, com VPL de R\$ 13.789,00. Para sistema fotovoltaico híbrido nessa configuração, o VPL foi de R\$ 16.964,00. O terceiro melhor caso para esta residência seria sem a inclusão das baterias, resultando em um VPL de R\$ 17.255,00. Portanto, para essa residência não é viável a adesão à Tarifa Branca.

Considerando o recebimento de créditos pela concessionária, o projeto (para todas as residências) evidentemente se tornará muito mais econômico quando comparado com a manutenção da Tarifa Convencional sem o sistema fotovoltaico. No Quadro 7 é apresentado o resultado deste cenário.

Quadro 7 – Simulação para a Residência 1 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture						Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)		
0.800	1	1.00	LF	R\$13,163	R\$0.372	R\$336.06	R\$4,762	71.3	0	1,600	1,097		
0.800		1.00	CC	R\$13,669	R\$0.346	R\$382.77	R\$4,100	65.9	0	1,600	1,097		
			CC	R\$13,789	R\$0.632	R\$551.55	R\$0.00	0	0				
	1	1.00	LF	R\$23,334	R\$1.07	R\$806.88	R\$3,162	0.0585	0				

Fonte: Produzido pelo autor.

Nota-se que para este caso, a melhor opção é com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido, que resultou em um VPL de R\$ 13.163,00. Sem a inclusão das baterias, o VPL encontrado foi de R\$ 13.669,00, ficando como segunda melhor opção.

Na Tabela 5, é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 1, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a manutenção da Tarifa Convencional é mais vantajosa quando comparada com a mudança tarifária incluindo a GD, sem a compensação através de crédito.

Tabela 5 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 1

Residência 1		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 13.325,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 13.789,00	-3,48%
	GD	R\$ 17.255,00	-29,49%
	GD + BATERIAS	R\$ 16.964,00	-27,31%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 13.669,00	-2,58%
	GD + BATERIAS	R\$ 13.163,00	1,22%

Produzido pelo autor.

5.2 Residência 2

Primeiramente, são apresentados, na Tabela 6, os dados de consumo de energia elétrica medidos na Residência 2.

Tabela 6 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 2

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	1,38	0,21	1,37
Terça-feira	2,34	0,44	0,98
Quarta-feira	1,73	0,30	1,36
Quinta-feira	3,50	0,23	1,25
Sexta-feira	2,60	0,53	0,41
Média Dia Útil	2,31	0,34	1,07
Sábado	4,41		
Domingo	4,78		
Média Final de Semana	4,60		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Após simulado o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, foi obtido o resultado apresentado no Quadro 8. O VPL encontrado foi de R\$ 22.134,00 para o período de 25 anos.

Quadro 8 – Simulação para a Residência 2 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost				System		Grid	
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$22,134	R\$0,611	R\$885,37	R\$0,00	0	0	1,449	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas as simulações considerando a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido à residência. Para a simulação sem a compensação através de crédito pela concessionária, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 9.

Quadro 9 – Simulação para a Residência 2 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
			CC	R\$23,128	R\$0.638	R\$925.13	R\$0.00	0	0		
0.800		1.00	CC	R\$24,945	R\$0.497	R\$833.81	R\$4,100	51.9	0	1,600	1,097
0.800	1	1.00	LF	R\$25,099	R\$0.536	R\$813.47	R\$4,762	54.2	0	1,600	1,097
	1	1.00	LF	R\$32,674	R\$0.902	R\$1,180	R\$3,162	0.0352	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

De acordo com o Quadro 9, para essa residência, o melhor cenário obtido foi para adesão à Tarifa Branca sem a instalação do sistema fotovoltaico híbrido, com VPL de R\$ 23.128,00, ficando, inclusive, mais caro que quando comparado a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que, dessa forma, não se torna viável a mudança tarifária. O segundo melhor cenário foi para o sistema fotovoltaico sem as baterias com VPL de R\$ 24.945,00, enquanto que o sistema com baterias ficou como terceira melhor opção com VPL de R\$25.099,00.

Utilizando a compensação através de crédito, o melhor resultado obtido é apresentado no Quadro 10, que foi com o sistema fotovoltaico híbrido com um VPL de R\$ 18.084,00, para o período de 25 anos.

Quadro 10 – Simulação para a Residência 2 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
1.20	1	1.00	LF	R\$18,084	R\$0.309	R\$500.89	R\$5,562	65.5	0	2,400	1,645
0.800		1.00	CC	R\$18,171	R\$0.362	R\$562.83	R\$4,100	51.9	0	1,600	1,097
			CC	R\$23,128	R\$0.638	R\$925.13	R\$0.00	0	0		
	1	1.00	LF	R\$32,674	R\$0.902	R\$1,180	R\$3,162	0.0352	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Na Tabela 7, é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 2, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a manutenção da Tarifa Convencional é mais vantajosa quando comparada com a mudança tarifária incluindo a GD, sem a compensação através de crédito.

Tabela 7 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 2

Residência 2		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 22.134,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 23.128,00	-4,49%
	GD	R\$ 24.945,00	-12,70%
	GD + BATERIAS	R\$ 25.099,00	-13,40%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 18.171,00	17,90%
	GD + BATERIAS	R\$ 18.084,00	18,30%

Produzido pelo autor.

5.3 Residência 3

Primeiramente, são apresentados na Tabela 8 os dados de consumo de energia elétrica medidos na Residência 3.

Tabela 8 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 3

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	3,67	0,35	1,06
Terça-feira	2,90	0,30	0,67
Quarta-feira	3,26	0,70	0,88
Quinta-feira	3,07	0,57	0,62
Sexta-feira	3,96	0,78	1,16
Média Dia Útil	3,37	0,54	0,88
Sábado	4,38		
Domingo	4,86		
Média Final de Semana	4,62		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Após simulado o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 11. O VPL encontrado foi de R\$ 26.427,00 para o período de 25 anos.

Quadro 11 – Simulação para a Residência 3 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost				System		Grid	
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$26,427	R\$0,611	R\$1,057	R\$0,00	0	0	1,730	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas as simulações considerando a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido à residência. Para a simulação sem a compensação através de crédito pela concessionária, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 12.

Quadro 12 – Simulação para a Residência 3 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
			CC	R\$26,136	R\$0.604	R\$1,045	R\$0.00	0	0		
0.800		1.00	CC	R\$26,696	R\$0.488	R\$903.83	R\$4,100	47.6	0	1,600	1,097
1.20	1	1.00	LF	R\$26,778	R\$0.427	R\$848.64	R\$5,562	61.2	0	2,400	1,645
	1	1.00	LF	R\$35,681	R\$0.825	R\$1,301	R\$3,162	0.0295	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Para essa residência, o melhor cenário obtido foi para adesão à Tarifa Branca sem a instalação do sistema fotovoltaico híbrido, que resultou em um VPL de R\$ 26.136,00, ficando mais econômico que quando comparado à manutenção da Tarifa Convencional, de modo que se torna viável a mudança tarifária. Entretanto, incluindo o sistema fotovoltaico (sem a compensação através de crédito) essa mudança se torna mais cara (VPL de R\$ 26.696,00 para o sistema sem baterias e R\$ 26.778,00 para o sistema com baterias) que quando comparado a manutenção da Tarifa Convencional, o que não torna viável a mudança tarifária desse modo.

Utilizando a compensação através de crédito, o melhor resultado obtido é apresentado no Quadro 13, que foi com o sistema fotovoltaico sem baterias, com um VPL de R\$ 17.741,00 e de R\$ 17.908,00 para o sistema com baterias.

Quadro 13 – Simulação para a Residência 3 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
1.20		1.00	CC	R\$17,741	R\$0.268	R\$513.64	R\$4,900	59.0	0	2,400	1,645
1.20	1	1.00	LF	R\$17,908	R\$0.286	R\$493.82	R\$5,562	61.2	0	2,400	1,645
			CC	R\$26,136	R\$0.604	R\$1,045	R\$0.00	0	0		
	1	1.00	LF	R\$35,681	R\$0.825	R\$1,301	R\$3,162	0.0295	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Na Tabela 9 é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 3, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a mudança tarifária sem incluir a GD é mais vantajosa quando comparada com a manutenção da Tarifa Convencional.

Tabela 9 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 3

Residência 3		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 26.427,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 26.136,00	1,10%
	GD	R\$ 26.696,00	-1,02%
	GD + BATERIAS	R\$ 26.778,00	-1,33%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 17.741,00	32,87%
	GD + BATERIAS	R\$ 17.908,00	32,24%

Produzido pelo autor.

5.4 Residência 4

Primeiramente, são apresentados na Tabela 10 os dados de consumo de energia elétrica medidos na Residência 4.

Tabela 10 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 4

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	5,28	0,43	4,64
Terça-feira	7,62	0,68	3,63
Quarta-feira	7,90	0,78	1,01
Quinta-feira	7,24	1,13	4,47
Sexta-feira	10,15	1,78	3,55
Média Dia Útil	7,64	0,96	3,46
Sábado	9,05		
Domingo	10,74		
Média Final de Semana	9,90		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Após simulado o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 14. O VPL encontrado foi de R\$ 63.782,00 para o período de 25 anos.

Quadro 14 – Simulação para a Residência 4 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost				System		Grid	
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$63,782	R\$0.611	R\$2,551	R\$0.00	0	0	4,176	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas as simulações considerando a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido à residência. Para a simulação sem a compensação através de crédito pela concessionária, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 15.

Quadro 15 – Simulação para a Residência 4 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
2.00		3.00	CC	R\$67,442	R\$0.496	R\$2,346	R\$8,800	47.9	0	4,000	2,742
2.40	1	3.00	LF	R\$67,500	R\$0.469	R\$2,290	R\$10,262	53.8	0	4,800	3,291
			CC	R\$68,213	R\$0.653	R\$2,729	R\$0.00	0	0		
	1	3.00	LF	R\$83,508	R\$0.800	R\$3,122	R\$5,462	0.0122	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Para essa residência, o melhor cenário obtido foi para adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico sem as baterias, que resultou em um VPL de R\$ 67.442,00 (com baterias o VPL encontrado foi de R\$ 67.500,00), ficando mais caro que quando comparado a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que não se torna viável a mudança tarifária.

Utilizando a compensação através de crédito, o melhor resultado obtido é apresentado no Quadro 16, que foi com o sistema fotovoltaico sem baterias, com um VPL de R\$ 47.534,00 (para o sistema com baterias o VPL encontrado foi de R\$ 47.837,00).

Quadro 16 – Simulação para a Residência 4 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
2.40		3.00	CC	R\$47,534	R\$0.322	R\$1,517	R\$9,600	53.0	0	4,800	3,291
2.80	1	3.00	LF	R\$47,837	R\$0.307	R\$1,471	R\$11,062	58.1	0	5,600	3,839
			CC	R\$68,213	R\$0.653	R\$2,729	R\$0.00	0	0		
	1	3.00	LF	R\$83,508	R\$0.800	R\$3,122	R\$5,462	0.0122	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Na Tabela 11 é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 4, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a manutenção da Tarifa Convencional é mais vantajosa quando comparada com a mudança tarifária incluindo a GD, sem a compensação através de crédito.

Tabela 11 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 4

Residência 4		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 63.782,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 68.213,00	-6,95%
	GD	R\$ 67.442,00	-5,74%
	GD + BATERIAS	R\$ 67.500,00	-5,83%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 47.534,00	25,47%
	GD + BATERIAS	R\$ 47.837,00	25,00%

Produzido pelo autor.

5.5 Residência 5

Primeiramente, são apresentados na Tabela 12 os dados de consumo de energia elétrica medidos na Residência 5.

Tabela 12 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 5

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	2,33	0,26	0,39
Terça-feira	1,94	0,45	0,60
Quarta-feira	2,14	0,27	0,31
Quinta-feira	2,35	0,34	0,42
Sexta-feira	1,40	0,21	0,56
Média Dia Útil	2,03	0,31	0,46
Sábado	3,23		
Domingo	3,61		
Média Final de Semana	3,42		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Após simulado o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 17. O VPL encontrado foi de R\$ 16.615,00 para o período de 25 anos.

Quadro 17 – Simulação para a Residência 5 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost				System		Grid	
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$16,615	R\$0,611	R\$664,58	R\$0,00	0	0	1,088	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas as simulações considerando a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido à residência. Para a simulação sem a compensação através de crédito pela concessionária, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 18.

Quadro 18 – Simulação para a Residência 5 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture					Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	
			CC	R\$15,986	R\$0.588	R\$639.46	R\$0.00	0	0			
0.800		1.00	CC	R\$18,609	R\$0.435	R\$580.37	R\$4,100	60.9	0	1,600	1,097	
0.800	1	1.00	LF	R\$18,836	R\$0.477	R\$562.97	R\$4,762	64.4	0	1,600	1,097	
	1	1.00	LF	R\$25,532	R\$0.939	R\$894.79	R\$3,162	0.0469	0			

Fonte: Produzido pelo autor.

Para essa residência, o melhor cenário obtido foi para adesão à Tarifa Branca sem a GD, com VPL de R\$ 15.986,00, de modo que se torna viável a mudança tarifária. Entretanto, incluindo a GD (sem a compensação através de crédito) essa mudança se torna mais cara (VPL de R\$ 18.609,00 para o sistema sem baterias e R\$ 18.836,00 para o sistema com baterias) que quando comparado a manutenção da Tarifa Convencional, o que não torna viável a mudança tarifária desse modo.

Utilizando a compensação através de crédito, o melhor resultado obtido é apresentado no Quadro 19, que foi com o sistema fotovoltaico sem baterias, com um VPL de R\$ 12.716,00. Com baterias, o VPL encontrado foi de R\$ 13.154,00.

Quadro 19 – Simulação para a Residência 5 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture					Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)	
0.800		1.00	CC	R\$12,716	R\$0.297	R\$344.63	R\$4,100	60.9	0	1,600	1,097	
0.800	1	1.00	LF	R\$13,154	R\$0.333	R\$335.66	R\$4,762	64.4	0	1,600	1,097	
			CC	R\$15,986	R\$0.588	R\$639.46	R\$0.00	0	0			
	1	1.00	LF	R\$25,532	R\$0.939	R\$894.79	R\$3,162	0.0469	0			

Fonte: Produzido pelo autor.

Na Tabela 13 é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 5, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a mudança tarifária sem incluir a GD é mais vantajosa quando comparada com a manutenção da Tarifa Convencional.

Tabela 13 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 5

Residência 5		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 16.615,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 15.986,00	3,79%
	GD	R\$ 18.609,00	-12,00%
	GD + BATERIAS	R\$ 18.836,00	-13,37%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 12.716,00	23,47%
	GD + BATERIAS	R\$ 13.154,00	20,83%

Produzido pelo autor.

5.6 Residência 6

Primeiramente, são apresentados na Tabela 14 os dados de consumo de energia elétrica medidos na Residência 6.

Tabela 14 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 6

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	4,27	0,37	0,53
Terça-feira	2,97	0,55	0,87
Quarta-feira	2,12	0,31	0,93
Quinta-feira	4,22	0,44	0,65
Sexta-feira	3,05	0,88	0,48
Média Dia Útil	3,33	0,51	0,69
Sábado	5,76		
Domingo	6,13		
Média Final de Semana	5,95		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Após simulado o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 20. O VPL encontrado foi de R\$ 27.487,00 para o período de 25 anos.

Quadro 20 – Simulação para a Residência 6 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost				System		Grid	
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$27,487	R\$0.611	R\$1,099	R\$0.00	0	0	1,799	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas as simulações considerando a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido à residência. Para a simulação sem a compensação através de crédito pela concessionária, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 21.

Quadro 21 – Simulação para a Residência 6 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
			CC	R\$26,139	R\$0,581	R\$1,046	R\$0,00		0		
1.20		1.00	CC	R\$26,269	R\$0,392	R\$854,74	R\$4,900	58.3	0	2,400	1,645
1.20	1	1.00	LF	R\$26,318	R\$0,414	R\$830,24	R\$5,562	60.4	0	2,400	1,645
	1	1.00	LF	R\$35,685	R\$0,793	R\$1,301	R\$3,162	0.0284	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Para essa residência, o melhor cenário obtido foi para adesão à Tarifa Branca sem a instalação do sistema fotovoltaico, que resultou em um VPL de R\$ 26.139,00, ficando mais econômico que quando comparado a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que se torna viável a mudança tarifária. Incluindo o sistema fotovoltaico sem a compensação através de crédito, a mudança tarifária também se torna viável, resultando em um VPL de R\$ 26.269,00 para o sistema sem baterias e R\$ 26.318,00 com baterias.

Utilizando a compensação através de crédito, o melhor resultado obtido é apresentado no Quadro 22, que foi com o sistema fotovoltaico sem baterias, com um VPL de R\$ 16.298,00 para o período de 25 anos. Com baterias o VPL encontrado foi de R\$ 16.795,00.

Quadro 22 – Simulação para a Residência 6 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
1.20		1.00	CC	R\$16,298	R\$0,243	R\$455,94	R\$4,900	58.3	0	2,400	1,645
1.60	1	1.00	LF	R\$16,795	R\$0,228	R\$417,32	R\$6,362	67.5	0	3,200	2,194
			CC	R\$26,139	R\$0,581	R\$1,046	R\$0,00	0	0		
	1	1.00	LF	R\$35,685	R\$0,793	R\$1,301	R\$3,162	0.0284	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Na Tabela 15 é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 6, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a mudança tarifária (com ou sem a GD) é mais vantajosa que quando comparada com a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que se torna viável a adesão à Tarifa Branca incluindo a GD.

Tabela 15 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 6

Residência 6		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 27.487,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 26.139,00	4,90%
	GD	R\$ 26.269,00	4,43%
	GD + BATERIAS	R\$ 26.318,00	4,25%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 16.298,00	40,71%
	GD + BATERIAS	R\$ 16.795,00	38,90%

Produzido pelo autor.

5.7 Residência 7

Primeiramente, são apresentados na Tabela 16 os dados de consumo de energia elétrica medidos na Residência 7.

Tabela 16 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 7

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	2,94	0,41	0,71
Terça-feira	3,20	0,41	0,41
Quarta-feira	2,53	0,25	0,66
Quinta-feira	3,78	0,43	0,77
Sexta-feira	3,33	0,40	0,55
Média Dia Útil	3,16	0,38	0,62
Sábado	3,99		
Domingo	4,84		
Média Final de Semana	4,42		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Após simulado o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 23. O VPL encontrado foi de R\$ 23.584,00 para o período de 25 anos.

Quadro 23 – Simulação para a Residência 7 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost			System		Grid		
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$23,584	R\$0.611	R\$943.35	R\$0.00	0	0	1,544	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas as simulações considerando a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido à residência. Para a simulação sem a compensação através de crédito pela concessionária, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 24.

Quadro 24 – Simulação para a Residência 7 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
			CC	R\$22,462	R\$0,582	R\$898,49	R\$0,00	0	0		
0.800		1.00	CC	R\$23,327	R\$0,460	R\$769,06	R\$4,100	51.4	0	1,600	1,097
1.20	1	1.00	LF	R\$23,439	R\$0,399	R\$715,08	R\$5,562	65.3	0	2,400	1,645
	1	1.00	LF	R\$32,007	R\$0,829	R\$1,154	R\$3,162	0.0330	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Para essa residência, o melhor cenário obtido foi para adesão à Tarifa Branca sem a instalação do sistema fotovoltaico, que resultou em um VPL de R\$ 22.462,00, ficando mais econômico que quando comparado a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que se torna viável a mudança tarifária. Incluindo o sistema fotovoltaico sem a compensação através de crédito, a mudança tarifária também se torna viável, resultando em um VPL de R\$ 23.327,00 para o sistema sem baterias e R\$ 23.439,00 com baterias.

Utilizando a compensação através de crédito, o melhor resultado obtido é apresentado no Quadro 25, que foi com o sistema fotovoltaico sem baterias, com um VPL de R\$ 15.020,00 para o período de 25 anos.

Quadro 25 – Simulação para a Residência 7 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
1.20		1.00	CC	R\$15,020	R\$0,241	R\$404,79	R\$4,900	62.7	0	2,400	1,645
1.20	1	1.00	LF	R\$15,035	R\$0,256	R\$378,92	R\$5,562	65.3	0	2,400	1,645
			CC	R\$22,462	R\$0,582	R\$898,49	R\$0,00	0	0		
	1	1.00	LF	R\$32,007	R\$0,829	R\$1,154	R\$3,162	0.0330	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Na Tabela 17, é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 7, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a mudança tarifária (com ou sem a GD) é mais vantajosa que quando comparada com a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que se torna viável a adesão à Tarifa Branca incluindo a GD.

Tabela 17 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 7

Residência 7		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 23.584,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 22.462,00	4,76%
	GD	R\$ 23.327,00	1,09%
	GD + BATERIAS	R\$ 23.439,00	0,61%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 15.020,00	36,31%
	GD + BATERIAS	R\$ 15.035,00	36,25%

Produzido pelo autor.

5.8 Residência 8

Primeiramente, são apresentados na Tabela 18 os dados de consumo de energia elétrica medidos na Residência 8.

Tabela 18 – Consumo medido durante o período de 1 semana na Residência 8

Dia da Semana	Consumo Medido (kWh)		
	FP	I	P
Segunda-feira	3,57	0,67	0,75
Terça-feira	5,64	0,84	1,21
Quarta-feira	4,07	0,45	1,38
Quinta-feira	5,07	0,71	1,78
Sexta-feira	4,43	1,19	1,28
Média Dia Útil	4,56	0,77	1,28
Sábado	7,89		
Domingo	10,45		
Média Final de Semana	9,17		

Fonte: Stoffel (2017).

Nota: Adaptado pelo autor.

Após simulado o sistema considerando a manutenção da Tarifa Convencional, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 26. O VPL encontrado foi de R\$ 40.868,00 para o período de 25 anos.

Quadro 26 – Simulação para a Residência 8 com a Tarifa Convencional

Architecture		Cost				System		Grid	
Grid (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)
999,999	CC	R\$40,868	R\$0,611	R\$1,635	R\$0,00	0	0	2,675	0

Fonte: Produzido pelo autor.

Em seguida, foram feitas as simulações considerando a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico híbrido à residência. Para a simulação sem a compensação através de crédito pela concessionária, foram obtidos os resultados apresentados no Quadro 27.

Quadro 27 – Simulação para a Residência 8 com a Tarifa Branca sem compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
1.60		2.00	CC	R\$38,721	R\$0.407	R\$1,301	R\$6,200	54.8	0	3,200	2,194
1.60	1	2.00	LF	R\$38,745	R\$0.423	R\$1,275	R\$6,862	56.2	0	3,200	2,194
			CC	R\$39,974	R\$0.598	R\$1,599	R\$0.00	0	0		
	1	2.00	LF	R\$50,769	R\$0.759	R\$1,884	R\$3,662	0.0191	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Para essa residência, o melhor cenário obtido foi para adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico sem baterias, com VPL de R\$ 38.721,00, de modo que se torna viável a mudança tarifária. Incluindo as baterias ao sistema fotovoltaico (sem a compensação através de crédito), a mudança tarifária também se torna viável, resultando em um VPL de R\$ 38.745,00. A adesão à Tarifa Branca sem a instalação do sistema fotovoltaico também é viável e é o terceiro melhor cenário para esta residência, com um VPL de R\$ 39.974,00.

Utilizando a compensação através de crédito, o melhor resultado obtido é apresentado no Quadro 28, que foi com o sistema fotovoltaico híbrido, com um VPL de R\$ 24.517,00 para o período de 25 anos. O sistema sem baterias ficou como segunda melhor opção com VPL de R\$ 24.627,00.

Quadro 28 – Simulação para a Residência 8 com a Tarifa Branca e compensação através de crédito

Architecture				Cost			System			PV	
PV (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (R\$)	Production (kWh/yr)
2.00	1	2.00	LF	R\$24,517	R\$0.237	R\$674.20	R\$7,662	62.4	0	4,000	2,742
2.00		2.00	CC	R\$24,627	R\$0.230	R\$705.08	R\$7,000	60.9	0	4,000	2,742
			CC	R\$39,974	R\$0.598	R\$1,599	R\$0.00	0	0		
	1	2.00	LF	R\$50,769	R\$0.759	R\$1,884	R\$3,662	0.0191	0		

Fonte: Produzido pelo autor.

Na Tabela 19, é apresentado um resumo de todos os cenários possíveis para a Residência 8, em conjunto com seus respectivos valores de VPL e os ganhos de cada configuração em relação a manutenção da Tarifa Convencional. Para essa residência, a mudança tarifária (com ou sem a GD) é mais vantajosa que quando comparada com a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que se torna viável a adesão à Tarifa Branca incluindo a GD.

Tabela 19 – Resumo dos possíveis cenários para a Residência 8

Residência 8		VPL	Ganho
Tarifa Convencional		R\$ 40.868,00	–
Tarifa Branca sem compensação de créditos	Sem GD	R\$ 39.974,00	2,19%
	GD	R\$ 38.721,00	5,25%
	GD + BATERIAS	R\$ 38.745,00	5,19%
Tarifa Branca com compensação de créditos	GD	R\$ 24.627,00	39,74%
	GD + BATERIAS	R\$ 24.517,00	40,01%

Produzido pelo autor.

6 CONCLUSÃO

A difusão da GD no cenário brasileiro esteve cada vez mais intensa nos últimos anos, principalmente, relacionada aos sistemas fotovoltaicos pelo grande potencial de geração de energia elétrica que o Brasil tem a partir da energia solar. A recente criação da modalidade Tarifária Horária Branca pela ANEEL para os consumidores residenciais trouxe uma nova opção para esses clientes terem a oportunidade de economizar nos gastos de energia elétrica, de acordo com o horário em que eles a utilizam. A partir desses assuntos supracitados, aplicar uma metodologia para análise da viabilidade de adesão à Tarifa Branca, considerando a instalação de sistemas fotovoltaicos, pode ser essencial na otimização de projetos visando o menor custo possível para o consumidor.

Diante dos resultados apresentados na Seção 5, foi feito um resumo de todas as configurações obtidas, assim como uma comparação das opções sugeridas com as do trabalho de Stoffel (2017). Vale mencionar, novamente, que todas as análises de otimização realizadas no HOMER consideraram como parâmetro o VPL com duração de 25 anos. No Quadro 29 é apresentado este resumo.

Quadro 29 – Opções sugeridas para as residências analisadas

Residência	Autor	Opção sugerida
1	Stoffel	Manutenção da Tarifa Convencional
	Paiva	Manutenção da Tarifa Convencional
2	Stoffel	Manutenção da Tarifa Convencional
	Paiva	Manutenção da Tarifa Convencional
3	Stoffel	Adesão à Tarifa Branca
	Paiva	Adesão à Tarifa Branca
4	Stoffel	Manutenção da Tarifa Convencional
	Paiva	Manutenção da Tarifa Convencional
5	Stoffel	Adesão à Tarifa Branca
	Paiva	Adesão à Tarifa Branca
6	Stoffel	Adesão à Tarifa Branca
	Paiva	Adesão à Tarifa Branca (com ou sem GD)
7	Stoffel	Adesão à Tarifa Branca
	Paiva	Adesão à Tarifa Branca (com ou sem GD)
8	Stoffel	Adesão à Tarifa Branca
	Paiva	Adesão à Tarifa Branca + GD

Produzido pelo autor.

As possibilidades utilizadas como critério de comparação deste trabalho foram a manutenção da Tarifa Convencional e a adesão à Tarifa Branca considerando a instalação dos sistemas fotovoltaicos sem a compensação através de crédito pela concessionária, de modo a analisar se o sistema projetado para armazenar a energia excedente durante o dia pelos bancos de baterias faz o projeto se tornar viável, pois, com a compensação através de crédito, todos os valores de VPL seriam obviamente menores que sem a inclusão da GD.

A partir dos resultados apresentados no Quadro 29, é possível se fazer algumas considerações. Primeiramente, vale ressaltar que todas as residências (do trabalho de Stoffel (2017) e deste presente trabalho) tiveram como melhor cenário, a mesma modalidade tarifária, seja Convencional ou Branca, sendo a Residência 8 apresentando como o melhor resultado, a adesão à Tarifa Branca com a instalação do sistema fotovoltaico.

Como também pode ser observado do Quadro 29, as residências 1, 2 e 4 tiveram como melhor cenário a manutenção da Tarifa Convencional, de modo que para essas residências não seria viável a adesão à Tarifa Branca considerando a inserção da GD sem a compensação através de crédito.

As residências 3 e 5 apresentaram como melhor cenário a adesão à Tarifa Branca sem a instalação do sistema fotovoltaico. Considerando a instalação destes, o VPL encontrado foi maior que quando comparado ao VPL da manutenção da Tarifa Convencional, de modo que não é viável incluir a GD para essas residências.

As residências 6 e 7 também apresentaram como melhor cenário a adesão à Tarifa Branca sem instalação do sistema fotovoltaico. Porém, para essas residências, a instalação do sistema fotovoltaico também apresentou um VPL menor que quando comparado ao VPL da manutenção da Tarifa Convencional, seja com ou sem a utilização das baterias no projeto, de modo que seria viável a adesão à Tarifa Branca com os dois modos de sistemas fotovoltaicos.

Em resumo, tem-se que, para as residências 6, 7 e 8, a adesão à Tarifa Branca incluindo a GD é viável com o uso dos sistemas fotovoltaicos híbridos, resultando em valores de VPL menores quando comparados à manutenção da Tarifa Convencional.

De modo geral, foram alcançados os objetivos, tanto geral, quanto específicos, traçados no início deste trabalho. Os resultados alcançados também foram satisfatórios, uma vez que foram encontradas diferentes possibilidades de projetos para as residências, sendo três em que a instalação dos sistemas fotovoltaicos híbridos mesmo sem a compensação através de crédito foi mais econômica que a manutenção da Tarifa Convencional.

Em suma, os resultados apresentados neste trabalho podem ser utilizados como base para trabalhos futuros com essa linha de pesquisa, agrupando diferentes cenários dos utilizados neste trabalho, como, por exemplo, utilizando um maior período de tempo para determinação do consumo de energia elétrica das residências, fazendo uma análise definindo percentuais específicos de valores da potência instalada do sistema fotovoltaico, entre outros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Estatísticas e análises exclusivas do mercado solar fotovoltaico**. 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/>>. Acesso em 16 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Cadernos temáticos ANEEL: **Micro e minigeração distribuída** (2ª edição): Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2 ed. Brasília: ANEEL, 2016a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/livros/-/asset_publisher/NBC33JHYPjrv/content/cadernos-tematicos-aneel-micro-e-minigeracao-distribuida-2-edicao/656835>. Acesso em: 13 mar. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 mar. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 733, de 06 de setembro de 2016**. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>. Acesso em: 13 mar. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2016b. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 14 mar. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Branca**. Brasília, 2020a. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 15 mar. 2021.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **A energia solar no Brasil**. Rio de Janeiro, 24 de agosto de 2018. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/energia-solar>>. Acesso em: 17 maio. 2021.

BATERIA solar chumbo-ácido. **Aldo**, 2021. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/categoria/energia-solar/produtos/bateria-solar/bateria-solar-chumbo-acido>>. Acesso em: 27 ago. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ambiente livre e ambiente regulado**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=85o6q2fky_1&_afLoop=109489219489244#!%40%40%3F_afLoop%3D109489219489244%26_adf.ctrl-state%3D85o6q2fky_5>. Acesso em: 15 abr. 2021.

CATÁLOGO de baterias, **Neo Solar**, 2021. Disponível em <<https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria/bateria-solar-ate-100ah.html>>. Acesso em 19 ago. 2021.

CATÁLOGO de inversores **Minha Casa Solar**, 2021. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/inversor>>. Acesso em: 19 ago. 2021.

CATÁLOGO de painéis fotovoltaicos, **Neo Solar**, 2021. Disponível em <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar.html> >. Acesso em 19 ago. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica – Ano Base 2019**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%2020.pdf>>. Acesso em: 12 abr. 2021.

ENERGIA solar fotovoltaica atinge 1 gigawatt em geração distribuída no Brasil. **Portal Solar**, 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica-atinge-1-gigawatt-em-geracao-distribuida-no-brasil.html>>. Acesso em: 17 mar. 2021.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das Redes Elétricas Inteligentes – REI**. 2013. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

HOMER MICROGRID NEWS. **About The HOMER Microgrid News**, 2021. Disponível em: <<https://microgridnews.com/about/>>. Acesso em 08 set. 2021.

SANTOS, L. L. C. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão**. 2014. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

SILVA, S. B. **Dimensionamento ótimo de sistemas híbridos com geração fotovoltaica e célula a combustível, para atendimento a comunidades isoladas na Amazônia**. 2010. 132 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SISTEMA fotovoltaico híbrido: Entenda o Que é e Suas Aplicações. **Oca Solar Energia**, 2021. Disponível em: <<https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e/>>. Acesso em: 17 de ago. de 2021

STOFFEL, B. M. S. S. **Análise da viabilidade de adesão da modalidade tarifária horária branca no setor residencial**. 2017. 92 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2017.

TARIFA branca: Tudo que você precisa saber. **Grid Energia**, 2021. Disponível em: <<https://gridenergia.com.br/blog/tarifa-branca/>>. Acesso em: 13 set. 2021.