

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**LUIS FERNANDO BOFF**

**PROJETO DE DIPLOMAÇÃO II**

**ANÁLISE ECONÔMICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM A  
TARIFA BRANCA**

PORTO ALEGRE

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

## **ANÁLISE ECONÔMICA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM A TARIFA BRANCA**

Projeto de Diplomação II entregue ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Luiz Tiaraju dos Reis Loureiro

PORTO ALEGRE

2021

## Resumo

Com a expansão do setor energético brasileiro e o avanço nas tecnologias, tem-se cada vez mais investido em tecnologias para geração de energia sustentável como a solar, que pode ser instalada próximo ao consumidor final e representa um baixo índice da poluição ambiental. Outra forma de tentar diminuir a expansão da transmissão e distribuição de energia é o surgimento da tarifa branca, com o intuito de incentivar o consumidor final a consumir energia nos horários em que a rede se encontra menos sobrecarregada. Este trabalho, portanto, avalia economicamente três cenários para um consumidor do grupo B, cada um avaliado tanto para a tarifa branca quanto para a tarifa convencional. Os cenários são: sem nenhuma geração de energia elétrica; com geração fotovoltaica conectado à rede e o por último, com geração fotovoltaica e armazenamento de energia por meio de baterias. No fim é feita uma comparação entre os três cenários e chega-se à conclusão que a melhor topologia para o consumidor estudado é com geração distribuída on-grid com a tarifa convencional.

**Palavras-chave:** Geração de Energia; Geração Fotovoltaica; Setor Energético; Tarifa Branca; Tarifa Convencional;

## **Abstract**

With the expansion of the Brazilian energy sector and advances in technologies, more and more investments have been made in technologies for sustainable energy generation, such as solar, which can be installed close to the final consumer and represents a low level of environmental pollution. Another way to try to reduce the expansion of transmission and distribution of energy is the emergence of the white tariff, with the aim of encouraging the end consumer to consume energy at times when the network is less overloaded. This work, therefore, economically evaluates three scenarios for a group B consumer, each one evaluated for both the white rate and the conventional rate. The scenarios are: no electricity generation; with photovoltaic generation connected to the grid and, lastly, with photovoltaic generation and energy storage through batteries. At the end, a comparison is made between the three scenarios and it is concluded that the best topology for the studied consumer is distributed generation on-grid with the conventional tariff.

**Keywords:** Power generation; Photovoltaic Generation; Energy Sector; White Rate; Conventional Rate.

## Lista de Figuras

- Figura 1** – Curva de carga de um consumidor residencial real - p.6  
**Figura 2** – Modalidade Convencional – p.13  
**Figura 3** – Modalidade Branca – p.14  
**Figura 4** – Postos Tarifários da Tarifa Branca – p.16  
**Figura 5** - Comparação entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional para a distribuidora CEEE-D – p.18  
**Figura 6** - Potência instalada por estado. – p.22  
**Figura 7** – Tecnologias mecânicas de armazenamento. – p.23  
**Figura 8** – Tecnologias das baterias de armazenamento. – p.24  
**Figura 9** – Demais tecnologias de armazenamento. – p.24  
**Figura 10** – Fluxograma Metodológico – p.26  
**Figura 11** – Cenários propostos – p.27  
**Figura 12** – Irradiação Média Anual – p.29  
**Figura 13** – Custo de Disponibilidade - p.39  
**Figura 14** – Localização do Software SAM – p.46  
**Figura 15** – Escolha do módulo Software SAM – p.47  
**Figura 16** – Escolha no inversor no Software SAM. – p.48  
**Figura 17** – Escolha da disposição do sistema no Software SAM. – p.49  
**Figura 18** – Escolha do banco de baterias no Software SAM. – p.50  
**Figura 19** – Escolha do despacho do banco de baterias no Software SAM. – p.51  
**Figura 20** – Consumo da residência no Software SAM. – p.52

## Lista de Gráficos e Quadros

- Gráfico 1** – Consumo Horário de Energia Elétrica – p.27
- Gráfico 2** – Relação de Geração x Consumo – p.54
- Gráfico 3** – Geração e Consumo – p.57
- Quadro 1** - Valores das Tarifa Líquidas – p.36
- Quadro 2** – Número de dias por mês. – p.39
- Quadro 3** – Valores dos Tributos das Tarifas – p.40
- Quadro 4** – Valores das parcelas das tarifas – p.40
- Quadro 5** – Valores finais das tarifas – p.41
- Quadro 6** – Consumo Mensal – p.41
- Quadro 7** – Informações Técnicas – p.42
- Quadro 8** – Informações Técnicas – p.43
- Quadro 9** – Consumo por Horário (Mês de Fevereiro) – p.44
- Quadro 10** – Informações Técnicas – p.45
- Quadro 11** – Valores de TC e TB. – p.53
- Quadro 12** – Preços Unitários e Preços Finais – p.54
- Quadro 13** – Fatura Elétrica Mensal – p.55
- Quadro 14** – Comparação das Faturas Anuais – p.56
- Quadro 15** – Adicional de Baterias – p.56
- Quadro 16** – Valores Mensais das Faturas Elétricas – p.58
- Quadro 17** – Comparação dos Cenários 1 e 3. – p.58
- Quadro 18** – Comparação dos Cenários 2 e 3. – p.59

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	8
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
2.1	Curva de carga e consumidores .....	11
2.2	Sistema tarifário brasileiro para consumidores residenciais .....	12
2.2.1	Sistema de tarifação atual.....	14
2.2.2	Tarifa Branca .....	17
2.3	Geração Distribuída no nível residencial.....	20
2.3.1	Legislação atual e compensação de energia .....	21
2.3.2	Sistema fotovoltaicos .....	22
2.3.3	Armazenamento de energia.....	24
3	METODOLOGIA.....	28
3.1	Fluxograma metodológico.....	28
3.2	Escolha de cenários .....	28
3.3	Definição dos Sistemas.....	30
3.3.1	Irradiação solar no local de estudo e inclinação dos módulos FV.....	30
3.3.2	CRESESB.....	31
3.3.3	Dimensionamento do SFV e do SFH .....	32
3.4	Capitalização das Tarifas .....	37
4	RESULTADOS .....	42
4.1	Tarifas.....	42
4.2	Dimensionamento analítico do SFV e SFH .....	43
4.3	Simulação do SFV e SFH pelo software SAM.....	46
4.4	Análise financeira do Cenário 1.....	53
4.5	Análise financeira do Cenário 2.....	54
4.6	Análise financeira do Cenário 3.....	57
5	CONCLUSÃO .....	61
6	REFERÊNCIAS.....	62

## 1 INTRODUÇÃO

Em 2019, a oferta interna de energia (total de energia disponibilizada no país) atingiu 294,0 Mtep, registrando um acréscimo de 1,4% em relação ao ano anterior, conforme dados apresentados no Balanço Energético Nacional de 2020. Com o incremento das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica a disponibilidade e os custos de energia no Brasil tornam-se cada vez mais vulneráveis às condições climáticas. Em vista disso, no ano de 2015, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias, indicando acréscimos no valor da energia repassado ao consumidor final, em função das condições de geração (ANEEL, 2019).

O Brasil inicia 2021 com 174.700,1 MW de potência fiscalizada, de acordo com dados do Sistema de Informações de Geração da ANEEL, o SIGA, atualizado diariamente com dados de usinas em operação e de empreendimentos outorgados em fase de construção. Desse total em operação, 74,81% das usinas são impulsionadas por fontes consideradas sustentáveis, com baixa emissão de gases do efeito estufa (ANEEL, 2021).

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME), neste caso, o consumo de energia no Brasil está aumentando a uma taxa média anual em torno de 4%, por isso é necessário encontrar soluções alternativas para atender a essa demanda, de maneira segura e sustentável, diversificando a matriz energética (CGEE, 2012). A própria geração distribuída (GD) é uma solução viável e atrativa que pode trazer benefícios para consumidores e franqueados. No Brasil, com a publicação da Resolução Normativa (RN) nº 482 em 17 de abril de 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a inserção do GD ficou mais flexível.

A GD se caracteriza pela baixa geração de energia, pois está localizada próxima à carga e proporciona maior autonomia aos usuários. Os benefícios apontados incluem o gerenciamento gratuito das contas de energia, que podem ser economizadas por meio do sistema de compensação de créditos tarifários, e, além disso, a energia pode ser vendida no mercado de energia com base na quantidade de eletricidade gerada (CGEE, 2012).

Fontes de energia renováveis como solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada são consideradas tecnologias alternativas para a implantação de sistemas de micro (até 75 kW) e mini (maiores que 75 kW até 5 MW) de geração de energia (ANEEL, 2019). Porém, por sua instalação mais fácil, operação e manutenção mais



fáceis, a energia solar fotovoltaica (FV) tem sido mais discutida e implementada nesta escala (IPEA, 2013).

A energia solar fotovoltaica é definida como a energia renovável obtida pela conversão da energia solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas. Esse tipo de produção pode atender à demanda atual de energia e o excesso de energia pode ser injetado no sistema conectado à rede ou armazenado na bateria quando o sistema estiver fora da rede (BARIN, 2007).

Geralmente, os sistemas elétricos devem ser preparados para a inserção de fontes de energia intermitentes e o fluxo bidirecional de informações e energia. Essa configuração de rede exigirá controles que permitam que esses elementos operem harmonicamente e é conhecido mundialmente como *Smart Grid* (SANTOS, 2014).

Os consumidores de Baixa Tensão (BT) são diferentes dos consumidores de média e alta tensão por não apresentarem sinais de consumo de energia por hora, ou seja, sua forma de faturamento não está relacionada com a hora do dia ou horário de o ano. Portanto, devido a maior concentração do consumo em um determinado momento, eles são os principais responsáveis pelo custo do sistema de distribuição ampliado (FIGUEIRO, 2013). Diante disso, a Audiência Pública nº 120/2010 (AP) passou a discutir uma nova opção de preço da energia elétrica denominada Tarifa Branca (TB), que visa estimular os consumidores da BT a usarem energia de forma mais razoável.

A Tarifa Branca é opcional, portanto, os consumidores da BT podem optar por manter o modelo tradicional ou migrar para o novo modelo - exceto para iluminação pública e grupos de baixa renda, já que suas tarifas são diferentes. Existem três faixas diferentes para o valor de TB por hora, a tarifa de ponta, intermediária e fora de ponta, separadas pela hora do dia em que foi consumida e energia. (ANEEL, 2011)

O projeto de diplomação visa realizar um estudo de viabilidade econômica para aplicação de tarifas brancas a usuários residenciais que possuem sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede, tendo como referência a cidade de Porto Alegre-Rio Grande do Sul (RS). A execução da simulação com a ajuda do software *System Advisor Model* (SAM) deverá obter uma visão geral do impacto financeiro e retornar à configuração mais econômica sem alterar os hábitos de consumo. Além disso, espera-se que esta pesquisa possa auxiliar os consumidores na tomada de decisão sobre a adoção da TB, e propor um método de fácil compreensão e aplicação, que também pode promover o nível de desenvolvimento da tecnologia proposta.

Este trabalho está dividido em 5 capítulos, incluindo este capítulo introdutório. O capítulo 2 inclui uma fundamentação teórica, abordando os principais tópicos do assunto. O capítulo 3 descreve os métodos utilizados, apresenta o software, configurações possíveis, perfis de carga, preços da eletricidade, energia solar, dados técnicos e o custo dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico. No capítulo 4, os resultados estão apresentados, analisados e discutidos e, por fim, no capítulo 5, estão apresentadas as conclusões do trabalho.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

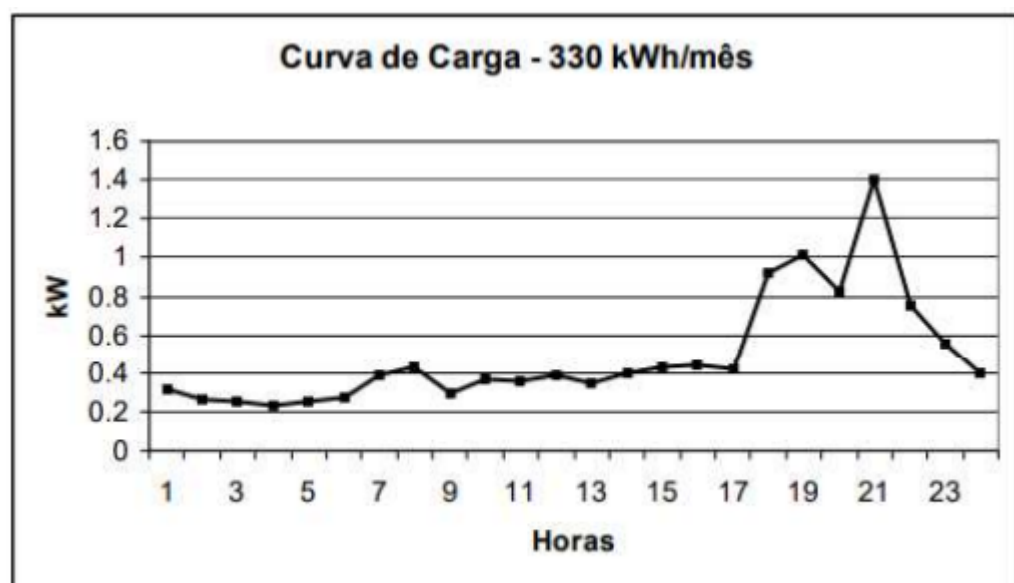
O objetivo desta seção é fornecer um panorama bibliográfico dos principais tópicos abordados neste trabalho para demonstrar o contexto da inserção do consumidor residencial brasileiro e o impacto das mudanças recentes na população brasileira.

### 2.1 Curva de carga e consumidores

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a curva de carga é “um registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período semanal, mensal ou anual” (BRASIL, [2021-b]).

O consumidor residencial dispõe de uma curva de carga representada por um consumo aproximadamente constante ao longo do dia, no final da tarde há um aumento da demanda e um pico entre as 18:00 e 21:00 horas. Normalmente, os picos são causados pelo uso do chuveiro elétrico (FRANCISQUINI, 2006). A Figura 2 ilustra a curva de carga de um dia útil de um consumidor residencial real.

**Figura 1** – Curva de carga de um consumidor residencial real.



Fonte: Francisquini (2006).

## 2.2 Sistema tarifário brasileiro para consumidores residenciais

O fornecimento de energia elétrica tornou-se um serviço básico indispensável no cotidiano da sociedade. O valor monetário atribuído às tarifas de energia é projetado para garantir que os prestadores de serviços recebam receita suficiente para cobrir os custos operacionais, infraestrutura de geração de energia, transmissão, distribuição e investimentos pagos para expandir a capacidade e garantir serviços de qualidade (ANEEL, 2021). O valor monetário é calculado pela agência reguladora ANEEL, e divulgado por meio de Resolução Homologatória (RH), e é expresso como uma taxa aplicada. Esses custos relacionados a toda a cadeia de produção são alocados em duas partes, a Tarifa de Consumo de Energia (TE) representa o custo da energia elétrica para revenda e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) representa o custo de uso do sistema de distribuição de energia (ANEEL, 2021).

Para tornar o cálculo justo e fazer com que cada consumidor contribua com um valor suficiente para representar o custo de seu sistema elétrico, é adotado um método de classificação dos consumidores. No final da década de 1970, o Decreto nº 62.724 tratou pela primeira vez da estrutura tarifária, estabelecendo divisões com base nas tensões de fornecimento e atividades de consumo (ANEEL, 2010).

Desde então, os consumidores de eletricidade do Brasil foram basicamente divididos em duas categorias: alta tensão (grupo A) e baixa tensão (grupo B). Após a reorganização, os usuários atualmente incluídos no Grupo A têm uma tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou são alimentados por um sistema de distribuição de energia subterrânea com tensão secundária, e têm as características de um preço de eletricidade binomial considerando o consumo de eletricidade e a demanda de eletricidade. No Grupo B a tensão é inferior a 2,3 kV e a tarifa é caracterizada por um único preço de eletricidade - apenas o consumo de eletricidade é considerado (ANEEL, 2010).

Os consumidores também podem ser definidos como consumidores cativos ou consumidores livres, de acordo com o artigo 15º da Lei nº 9.074, destacando o §2 e o §3:

**Art. 15º** *Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW,*

*atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.*

**§2** - *Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.;*

...

**§3** - *Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.*

Em 2018 foi aberta uma Consulta Pública MME nº 63/2018, com o intuito da regulamentação no §3 do artigo 15º da Lei nº 9.074. A proposta visava diminuir o limite de carga para os consumidores livres.

Com isso, em 7 de agosto de 2019 foi publicada a Portaria nº 314 de parágrafo único que resolve:

**Art. 1º** .....

.....

**§3** *A partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.*

**§4** *A partir de 1º de julho de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.*

**§5** *A partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra*

*de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.*

**§6** *Até 31 de janeiro de 2022, deverão ser realizados estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024."*

*(NR)*

Portanto, uma vez que os consumidores residenciais que são o foco deste estudo pertencem ao grupo B, subgrupo B1 e carga menor que 1.500 kW, são definidos como usuários cativos e, portanto, estão limitados à compra de energia elétrica das concessionárias de distribuição. O sistema de cobrança atual para categorias de consumidores recomendadas está apresentado a seguir.

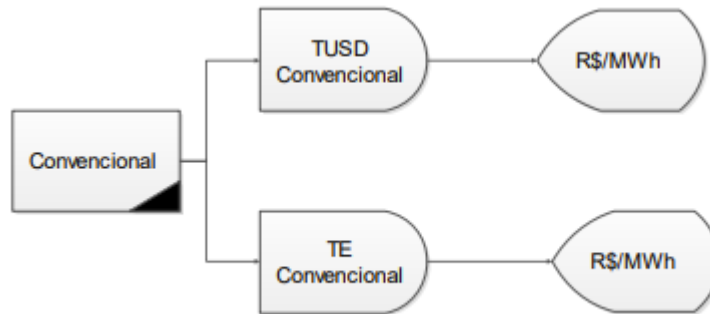
### **2.2.1 Sistema de tarifação atual**

Em 22 de novembro de 2011, foram aprovadas a Resolução Normativa nº 464 e a Nota Técnica nº 311 (NT), que definiram a estrutura tarifária do Grupo B e dos consumidores residenciais:

- Modalidade tradicional: tipo simples, preço de consumo de energia sem diferença de horário;
- Modo branco: tipo simples, de acordo com a estação tarifária da energia elétrica, o preço dos três consumos de energia varia entre ponta, fora de ponta e intermediário.

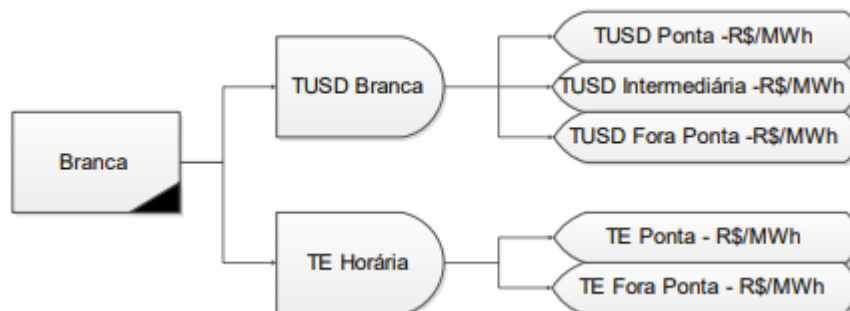
A Figura 2 e a Figura 3 ilustram a tarifa convencional e a tarifa branca, respectivamente.

**Figura 2 – Modalidade Convencional**



Fonte: ANEEL (2011)

**Figura 3 – Modalidade Branca**



Fonte: ANEEL (2011)

As bandeiras verde, amarela e vermelha têm como objetivo indicar as condições de produção de energia do país. De acordo com os dados disponibilizados pela ANEEL (2021), durante este período de funcionamento, cada modalidade possui as seguintes características:

- Bandeira Verde: Condições favoráveis para a produção de energia. Não há aumento de tarifas;

- Bandeira amarela: Condições desfavoráveis de geração de energia. Para cada quilowatt-hora (kWh) consumido, o preço da eletricidade aumenta em 0,0143 reais (R\$);
- Bandeira vermelha de nível 1: Condições de geração de energia mais caras. Para cada quilowatt-hora consumido, o preço da eletricidade aumenta 0,04169 reais;
- Bandeira vermelha nível 2: condições de geração de energia mais caras. Para cada quilowatt-hora consumido, o preço da eletricidade aumenta em 0,06243 reais.

A razão para esta medida é que a crise hídrica do país levou à queda do nível dos reservatórios, reduzindo assim a geração de energia das hidrelétricas, que constituem a maior parcela da matriz energética do Brasil. Para compensar a perda de capacidade, a termelétrica foi acionada, aumentando o custo de geração de energia (LEMOS, 2017).

Assim, de acordo com o sistema de sinalização tarifária, conforme demonstrado na Figura 1, as tarifas atuais aplicáveis aos consumidores BT correspondem ao modelo tradicional, consistindo na soma de dois componentes tarifários: TUSD e TE, e podem apresentar acréscimo. A Equação 1 mostra o cálculo utilizado para obter o valor das contas de energia elétrica.

$$VF_c = CM[(TUSD_{c,b} + TE_c) + \text{acrécimo}] \quad (1)$$

Onde:

- $VF_c$ : Valor da Fatura em Reais;
- $CM$ : Consumo medido em quilowatt-hora;
- $TUSD_{c,b}$ : Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;
- $TE_c$ : Tarifa de Energia Convencional.

Além das tarifas citadas, ainda são incorporados tributos como PIS/PASEP, COFINS e ICMS na composição final da tarifa de toda fatura de energia elétrica, sendo



que o ICMS, varia de estado para estado, podendo chegar a 30% da conta de energia elétrica (ABRADEE, 2017).

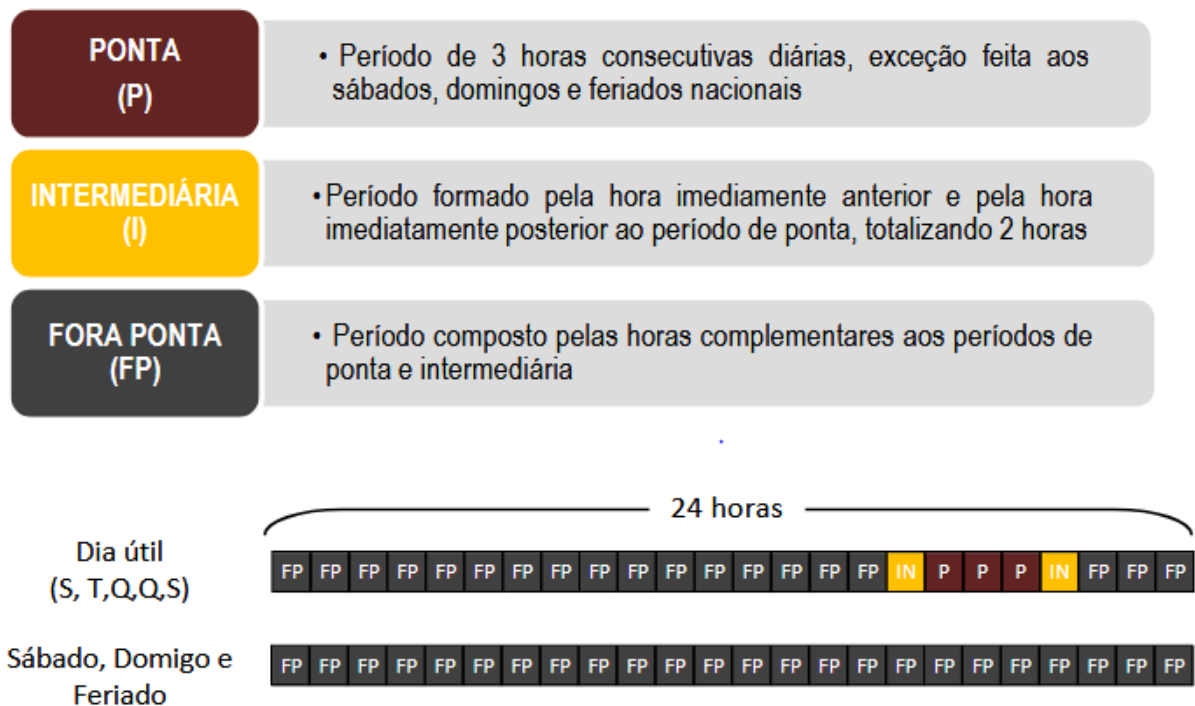
Desde janeiro de 2018, as unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kWh podem optar pela TB. Em janeiro de 2019 as UCs com média anual de consumo mensal superior a 250 kWh podem também optar pela TB e somente em janeiro de 2020 a tarifa ficou disponível para todos os consumidores.

### **2.2.2 Tarifa Branca**

A Tarifa Branca é criada para incentivar os consumidores de baixa tensão a realizar o gerenciamento de energia quando a carga do sistema é alta. Por meio do valor diferenciado, pode-se esperar que a TB incentive a transferência de carga quando a rede da franquia for menos utilizada. Com isso, o sistema elétrico se beneficiará com a melhoria de sua eficiência e, portanto, os investimentos em redes de geração de energia e expansão do fornecimento de energia serão adiados. Além disso, o consumidor poderá se beneficiar com a possibilidade de redução dos custos de faturamento (LEMOS, 2017).

Os postos tarifários da Tarifa Branca são denominados: Ponta (P), Intermediária (I) e Fora da Ponta (FP). Feriados e finais de semana são considerados períodos de FP em todos os momentos do dia. Essas informações são mostradas na Figura 4.

**Figura 4 – Postos Tarifários da Tarifa Branca**



Fonte: TALITA (2017).

O objetivo de estabelecer uma estação de preço médio são dois: aumentar gradativamente a tarifa, evitar grandes saltos entre as estações de ponta e ponta fora e evitar que o consumo de ponta migre para o horário anterior ou posterior ao horário de saída. Desta forma, a ponta do sistema não sofrerá grandes alterações, apenas precisará ser convertida a cada hora (ANEEL, 2011).

Na construção dos componentes TUSD e TE (que formam a base de cálculo das tarifas aplicadas aos consumidores), são utilizados fatores relacionados aos locais tarifários. A ponta e fora de ponta da TUSD e a relação entre o valor intermediário e a fora de ponta são mostradas nas Equações 2 e 3, respectivamente (ANEEL, 2021):

$$TUSD_P / TUSD_{FP} = 5 \quad (2)$$

$$TUSD_I / TUSD_{FP} = 3 \quad (3)$$

A relação entre o valor TUSD fora de ponta da TB e a TUSD da TC está mostrada na Equação 4 (ANEEL, 2021):

$$TUSD_{FP,BRANCA} = TUSD_{CONVENCIONAL} * kz \quad (4)$$

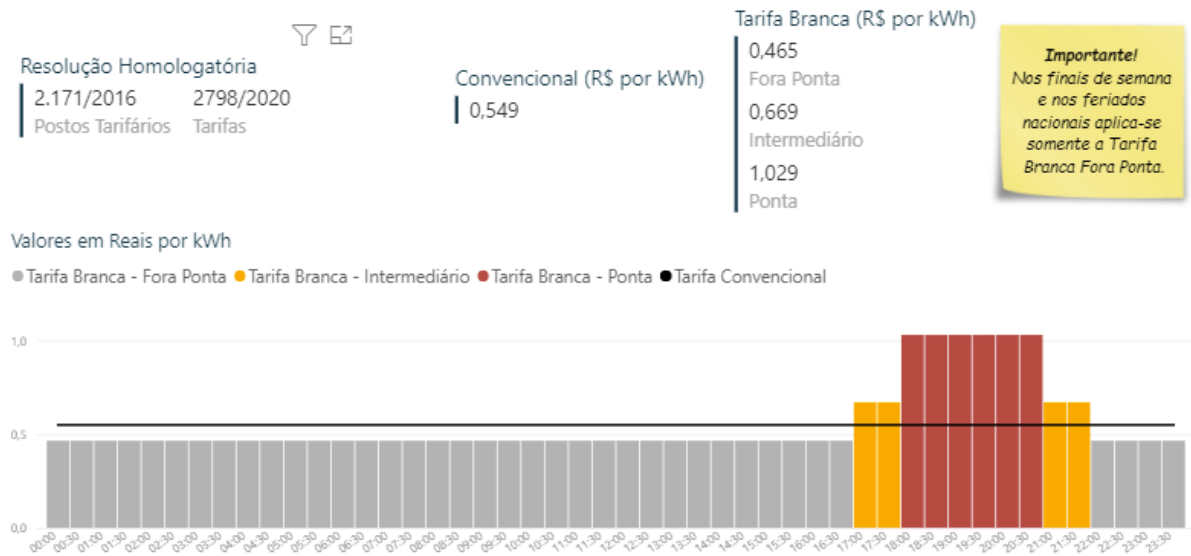
O parâmetro kz é um fator baseado no comportamento típico do consumidor, específico para cada distribuidora e subgrupo tarifário. Esse parâmetro foi discutido na Audiência Pública (AP) nº 29/2012, e após considerá-lo na AP nº 120/2010, o valor médio de todas as concessionárias no Brasil é de 0,55.

A motivação para observar a Tarifa Branca, que depende do parâmetro kz, está diretamente relacionada à forma como os consumidores utilizam a rede nos horários de pico. Vale ressaltar que, devido às diferentes características de consumo das diferentes categorias, os consumidores da BT usam a energia elétrica de maneiras diferentes. Portanto, conforme mencionado acima, o parâmetro kz passou a ser definido e estruturado de acordo com cada empresa e região (ANEEL, 2012).

Para a TE é aplicado um fator de 1,72 na ponta, um fator de 1,00 (ANEEL, 2021) nos pontos externos e intermediários e um fator de 1,06 na tarifa normal.

A ANEEL fez uma comparação ilustrativa em seu site, mostrando a diferença de tarifas entre os dois métodos disponíveis aos consumidores da BT. A Figura 5 mostra a comparação dos dias úteis, sábados, domingos e feriados.

**Figura 5** - Comparação entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional para a distribuidora CEEE-D



Fonte: ANEEL (2021)

Percebe-se pela comparação da Figura 5 que para a TB os consumidores podem pagar valores diferentes de acordo com o horário e o dia da semana. Se os consumidores estão acostumados a priorizar o uso de energia fora dos períodos de pico, a escolha de novos preços de eletricidade será atraente, o que pode reduzir o valor final das contas de eletricidade.

### 2.3 Geração Distribuída no nível residencial

A geração distribuída de energia no nível residencial refere-se à geração de energia próxima aos usuários finais. O conceito também envolve equipamentos de medição, controle e comando, que podem descrever claramente o funcionamento do gerador e a carga de controle final (liga/desliga) para que possam ser adaptados ao fornecimento de energia (INEE, 2021).

O modelo proposto no Brasil foi inserido e aprimorado, apresentando vantagens e desvantagens. Para a ANEEL (2016), a existência de pequenos geradores próximos à carga pode trazer múltiplos benefícios para os sistemas elétricos, entre os quais se destacam a postergação de investimentos em novas fontes de geração de energia em

larga escala, bem como a expansão da transmissão e distribuição de energia, além do baixo impacto ambiental e diversificação da matriz energética. (TALITA, 2017)

Por outro lado, à medida que aumenta o número desses pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, também existem algumas desvantagens. Entre eles, a complexidade das operações de rede aumentou, dificuldades na cobrança do sistema elétrico, possíveis tributos e necessidade de alteração dos procedimentos para que as distribuidoras operem, controlem e protejam suas redes (ANEEL, 2016).

De acordo com o relatório acima, o Brasil supervisionou 82.900 usinas classificadas como GD em julho de 2019. Sob a ótica da categoria de consumo, observa-se que 77,99% dos grupos geradores pertencem à categoria residencial, ou seja, 64.662 residências geram sua própria energia. De todas as usinas de GD, 82.200 são UFV (usinas fotovoltaicas), representando 99,18%. O restante é dividido por outras fontes da seguinte forma: 501 UTEs (usinas termelétricas), 142 EOLs (usinas eólicas) e 57 CGHs (usinas hidrelétricas) (ANEEL, 2019).

De fato, para os residentes brasileiros, a inserção de sistemas de geração distribuída de energia já se tornou uma realidade, o que também implica maior viabilização da energia solar fotovoltaica em micro e pequenos sistemas de geração.

### **2.3.1 Legislação atual e compensação de energia**

A Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 é considerada um marco regulatório no âmbito da geração distribuída, estabelecendo as bases para as condições gerais para a microgeração e a microgeração distribuída para o ingresso no sistema de distribuição e no sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012).

No entanto, devido à necessidade de modificar algumas disposições, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 687 em 24 de novembro de 2015. A resolução possui as seguintes características:

- *Microgeração distribuída: a potência instalada é menor ou igual a 75 kW e utiliza um dispositivo de geração de energia que atende à cogeração qualificada da ANEEL, ou energia renovável, e é conectada à rede de distribuição por meio da instalação de equipamentos do usuário;*

- *Pequenas unidades geradoras distribuídas: De acordo com os regulamentos da ANEEL ou outros regulamentos, usinas hidrelétricas com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW ou calor qualificado e usinas elétricas menores ou iguais a 5 MW de fontes de energia renováveis. Instalação de equipamentos conectados à rede de distribuição.*

O sistema de compensação de energia é um sistema em que a energia ativa injetada pela microgeração ou minigeração distribuída alocada pela unidade usuária é fornecida à distribuidora local por meio de empréstimo gratuito e, em seguida, é utilizado o consumo de energia ativa para compensação do consumidor ou outra unidade consumidora com a mesma titularidade da unidade consumidora que gera o crédito, mas somente se possuir o mesmo CPF ou CNPJ do Ministério da Fazenda (ANEEL, 2021).

Ou seja, a unidade usuária passou a ter um crédito de energia válido, que pode ser consumido em até 60 (sessenta) meses. A energia excedente que gera os créditos é definida como a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida.

Além disso, a RN N<sup>o</sup> 687/2015 define que na fatura da UC como parte do sistema de compensação de energia, o valor mínimo refere-se ao custo de disponibilização da concessionária ou demanda contratual dos consumidores do grupo B. (TALITA, 2017).

O acesso ao sistema de microgeração de energia deve usar medidores bidirecionais em vez dos medidores tradicionais, para que o consumo de energia e a geração de energia possam ser medidos ao mesmo tempo. De acordo com a regulamentação, as distribuidoras são técnica e financeiramente responsáveis pelo sistema de medição da microgeração distribuída de energia. No entanto, o custo do ajuste do sistema de medição que conecta os micros geradores de geração distribuída e compartilhada é de responsabilidade das partes envolvidas (ANEEL, 2015).

### **2.3.2 Sistema fotovoltaicos**

A energia solar fotovoltaica é gerada pela conversão da radiação solar em energia elétrica, que é gerada no painel solar pela diferença de potencial nas superfícies opostas da junção semicondutora (a camada de material semicondutor

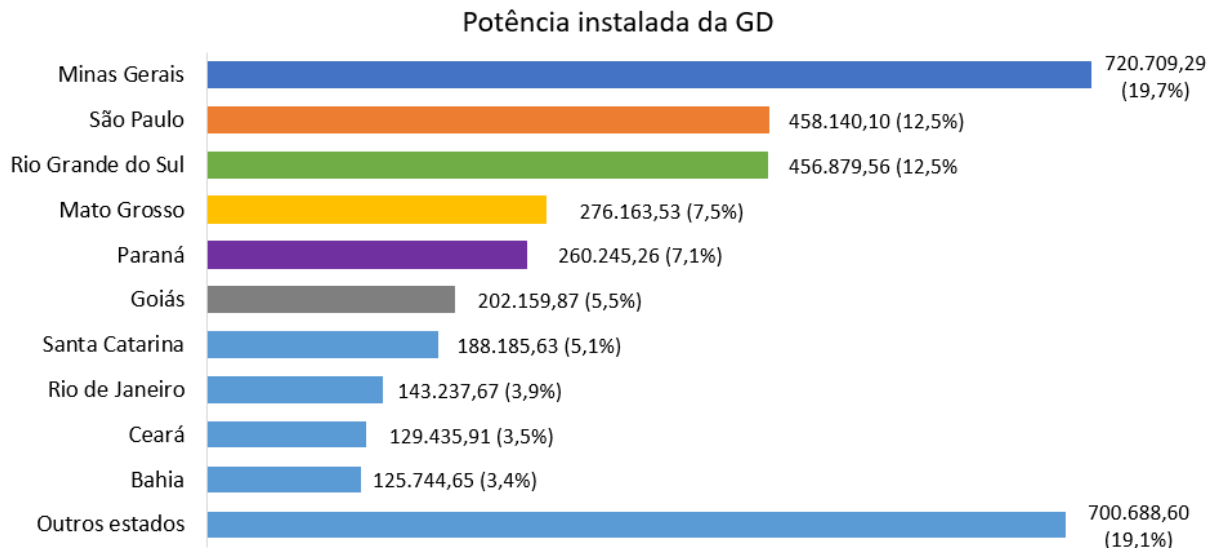
que constitui o painel). Este fenômeno é chamado de efeito fotovoltaico e foi observado pela primeira vez pelo físico francês Edmund Becquerel em 1839.

Quando Becquerel observou uma solução de selênio ser exposta à radiação solar por um período, notou o aparecimento de uma tensão entre os eletrodos da solução condutora. Posteriormente, na década de 1980, esse efeito em sólidos foi estudado e, dez anos depois, as primeiras células fotovoltaicas foram feitas com selênio (GALDINO e LIMA, 2002).

A conversão da energia solar em energia elétrica é conseguida usando elementos semicondutores fotossensíveis, que convertem a radiação solar na diferença de potencial no final da junção PN do material (chamada de "zona de depleção" é eletricamente neutra, o que é devido tipo de mistura de material P para N). Sob a incidência do sol, a conexão elétrica desses terminais faz com que a corrente contínua circule (GERALDI, 2013).

O Brasil possui um potencial energético solar expressivo, visto que o seu território é cortado pela linha do Equador. Porém, devido às suas extensas proporções, há uma variação da incidência de radiação solar entre as regiões e entre as estações de Inverno e Verão. Apesar dessa variabilidade de irradiação, a média anual de radiação global diária é bastante uniforme, garantindo a viabilidade técnica de sistemas fotovoltaicos (GONÇALVES, 2017).

Em vista disso e de acordo com os dados fornecidos na Seção 2.2, a geração distribuída de energia fotovoltaica tem crescido rapidamente nos últimos anos. O Rio Grande do Sul é o terceiro estado com a maior potência instalada de GD em 2020, conforme mostrado na Figura 6.

**Figura 6 - Potência instalada por estado.**

Fonte: ANEEL (2020)

O decreto estadual nº 52.964 estipula que a energia limpa e renovável de micro e minigeração de energia para uso próprio no Rio Grande do Sul não está sujeita a incidência de ICMS. Os incentivos incluem o uso de energia eólica, biomassa (queima de matéria orgânica) e energia solar. Este último é o principal beneficiário da ação.

### 2.3.3 Armazenamento de energia


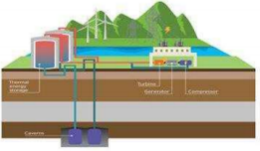
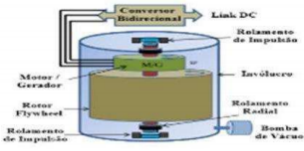
A matriz energética brasileira é uma das poucas matrizes mundiais que possui interligação entre quase todo o país. O fluxo de energia que durante um período do ano tem sentido norte-sul, em outro período pode virar sul-norte, por exemplo. Além disso, o perfil do consumidor brasileiro tem como característica um pico de energia no fim da tarde, sobrecarregando o sistema elétrico brasileiro (SEB).

Uma das grandes soluções para este problema é o armazenamento de energia. Existem diversas formas de armazenar energia, cada uma com vantagens e desvantagens. Na Figura 7 são mostradas as tecnologias classificadas como



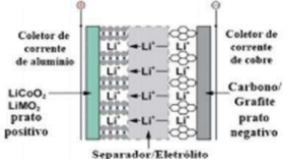
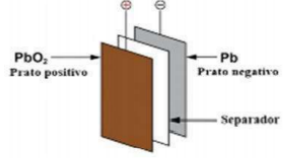
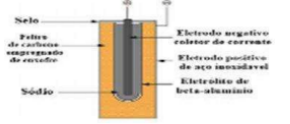
mecânicas, na Figura 8 as tecnologias de baterias e na Figura 9 as demais tecnologias.

**Figura 7 – Tecnologias mecânicas de armazenamento.**

Tecnologias	Vantagens	Desvantagens
 <p><b>Usinas Reversíveis</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnologia madura bem estabelecida no mercado (desde 1920);</li> <li>- Tempo de vida longo para projetos entre 60 a 100 anos;</li> <li>- Grande nível de armazenamento;</li> <li>- Potencial rápido em rampa;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Densidade Energética* baixa;</li> <li>- Investimento inicial alto com retorno a longo prazo;</li> <li>- Dependência da disponibilidade de água e condições geográficas favoráveis;</li> <li>- Média eficiência: 60-80%</li> </ul>
 <p><b>Ar Comprimido (CAES)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta capacidade de potência e energia;</li> <li>- Modelo sustentável e durável;</li> <li>- Não degradação da capacidade com o tempo;</li> <li>- Tecnologia desenvolvida</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Limitações na disponibilidade de cavernas de armazenamento adequadas;</li> <li>- Projetos existentes baseados em queima de combustível fóssil;</li> <li>- Perdas térmicas em processos;</li> </ul>
 <p><b>Volante de Inércia</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Grande densidade de potência;</li> <li>- Alta performance em termos de eficiência;</li> <li>- Baixo impacto ambiental;</li> <li>- Baixo custo de manutenção;</li> <li>- Ciclo de vida longo sem degradação;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Densidade energética baixa e auto descarga alta;</li> <li>- Dificuldades e alto custo de material para trocas;</li> </ul>


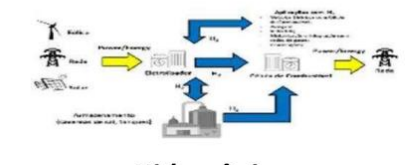
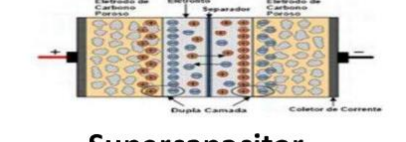
Fonte: SOLAR (2021)

**Figura 8 – Tecnologias das baterias de armazenamento.**

Tecnologias	Vantagens	Desvantagens
 <p><b>Íon-Lítio</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Densidade energética alta;</li> <li>- Alta confiabilidade;</li> <li>- Pouca necessidade de Manutenção;</li> <li>- Auto descarga relativamente baixa;</li> <li>- Comercial e fácil de transporte</li> <li>- Eficiência alta (90%).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reativa e inflamável*;</li> <li>- Necessita de programas para reciclagem e segurança;</li> <li>- Degradação natural;</li> <li>- Efeitos de envelhecimento;</li> <li>- Tecnologia recente.</li> </ul>
 <p><b>Chumbo Ácido</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta confiabilidade ;</li> <li>- Ampla fabricação e experiência operacional;</li> <li>- Reciclagem estabelecida e alta taxa de recuperação de materiais;</li> <li>- Bom desempenho à temperatura;</li> <li>- Bastante comercial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baixa densidade de energia;</li> <li>- Toxicidade alta;</li> <li>- Eficiência média (70 a 90%).</li> </ul>
 <p><b>Sódio-Enxofre</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta densidade energética;</li> <li>- Alta eficiência de carga e descarga.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precisa de gerenciamento térmico pois opera em temperaturas altas;</li> <li>- Preocupações com a segurança de reações químicas;</li> <li>- Tecnologia ainda em desenvolvimento.</li> </ul>

Fonte: SOLAR (2021)

Figura 9 – Demais tecnologias de armazenamento.

Tecnologias	Vantagens	Desvantagens
 <p><b>Fluxo</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dimensionamento de potência e energia independentes;</li> <li>- Escalável para grandes aplicações;</li> <li>- Longo ciclo de vida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estágio de desenvolvimento recente;</li> <li>- Custo alto de componentes internos;</li> <li>- Eficiência média: 65 a 80%.</li> </ul>
 <p><b>Hidrogênio</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Escalável;</li> <li>- Baixo efeito ambiental.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Custo capital alto (armazenagem)</li> <li>- Preocupações quanto a segurança</li> <li>- Baixa eficiência 30 a 50%</li> <li>- Baixa densidade energética em condições ambientes.</li> </ul>
 <p><b>Supercapacitor</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eficiência alta;</li> <li>- Escalável e flexível;</li> <li>- Alta potência;</li> <li>- Alta eficiência: 90%.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baixa Energia;</li> <li>- Custo alto;;</li> <li>- Depende de condicionadores;</li> <li>- Tecnologia em desenvolvimento.</li> </ul>

Fonte: SOLAR (2021)

Para o consumidor final com um armazenamento *behind the meter* (atrás do medidor) as tecnologias mais utilizadas são as de baterias. Pelo fato de ser muito recente ainda no mercado brasileiro, elas se encontram em constante desenvolvimento.

A tecnologia que mais vinha sendo utilizado era a bateria de chumbo ácido, mas esse panorama vem sendo alterado, uma vez que a tecnologia mais atual é a de Íon-Lítio. Além de possuir uma vida útil de mais de 3 vezes ao comparar com a de chumbo ácido, ela pode ser descarregada com uma profundidade de descarga de 80% enquanto a de chumbo possui esse valor em 20%. A bateria de Íon-Lítio ainda possui um preço elevado no mercado e possui algumas questões ambientais como a baixa taxa de reciclabilidade e elementos esgotáveis (cobalto).

Uma bateria é classificada de acordo com sua tecnologia, tensão de operação, capacidade de acumulação de carga, profundidade de descarga e número de ciclos de carga e descarga. As baterias podem ser agrupadas em série ou paralelo formando um banco de baterias. A associação em série serve para obter uma tensão de operação maior, e em paralelo para se obter uma corrente elétrica maior.

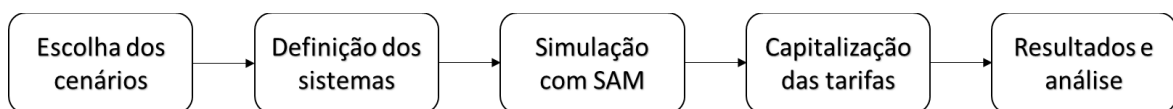
As baterias de Íon-Lítio não são fornecidas avulsas, como os outros tipos de baterias. Elas estão sempre associadas a um *BMS (battery management system)*, ou seja, um sistema de monitoramento da bateria. Isso se dá pelo fato de as células de íons serem extremamente delicadas. O BMS deve ser colocado em comunicação com o inversor para ser parametrizado corretamente. Essa parametrização é realizada pelo fabricante do inversor ou do BMS. Além disso, esse sistema de monitoramento tem como objetivo regular a tensão de flutuação do sistema, assim como o sobreaquecimento, limitação da corrente de descarga, carregar cada arranjo série igualmente e balancear os elementos.

### 3 METODOLOGIA

No capítulo de metodologia é abordada a metodologia do trabalho. Na primeira seção está apresentado um fluxograma contendo a visão geral do trabalho; após está detalhado cada cenário de estudo, e comparados entre si, com seus sistemas proposto. Na terceira seção está descrito o software SAM, ferramenta utilizada para simulação fotovoltaica e os sistemas propostos para cada cenário. Por fim, estão detalhadas as etapas de análise que conduziram aos resultados.

#### 3.1 Fluxograma metodológico

**Figura 10** – Fluxograma Metodológico



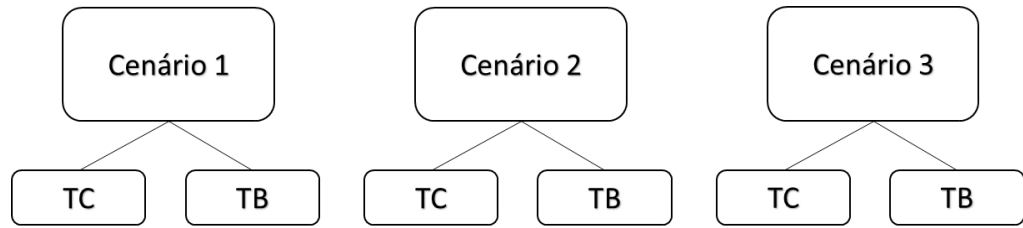
Fonte: Autor (2021)

O fluxograma apresentado na Figura 10 descreve o procedimento metodológico adotado no estudo, com um passo qualitativo (escolha dos cenários) e os demais passos quantitativos. Cada etapa está detalhada nos próximos capítulos da metodologia.

#### 3.2 Escolha de cenários

Neste trabalho, os cenários são selecionados de acordo com o sistema fotovoltaico instalado e avaliados para a TC e TB, conforme a Figura 11. O primeiro cenário diz respeito a um consumidor que não possui nenhum tipo de sistema FV instalado em sua residência; para o segundo cenário, foi projetado um sistema FV conectado à rede (SFV); no terceiro cenário foi dimensionado um sistema FV híbrido com armazenamento por meio de baterias (SFH).

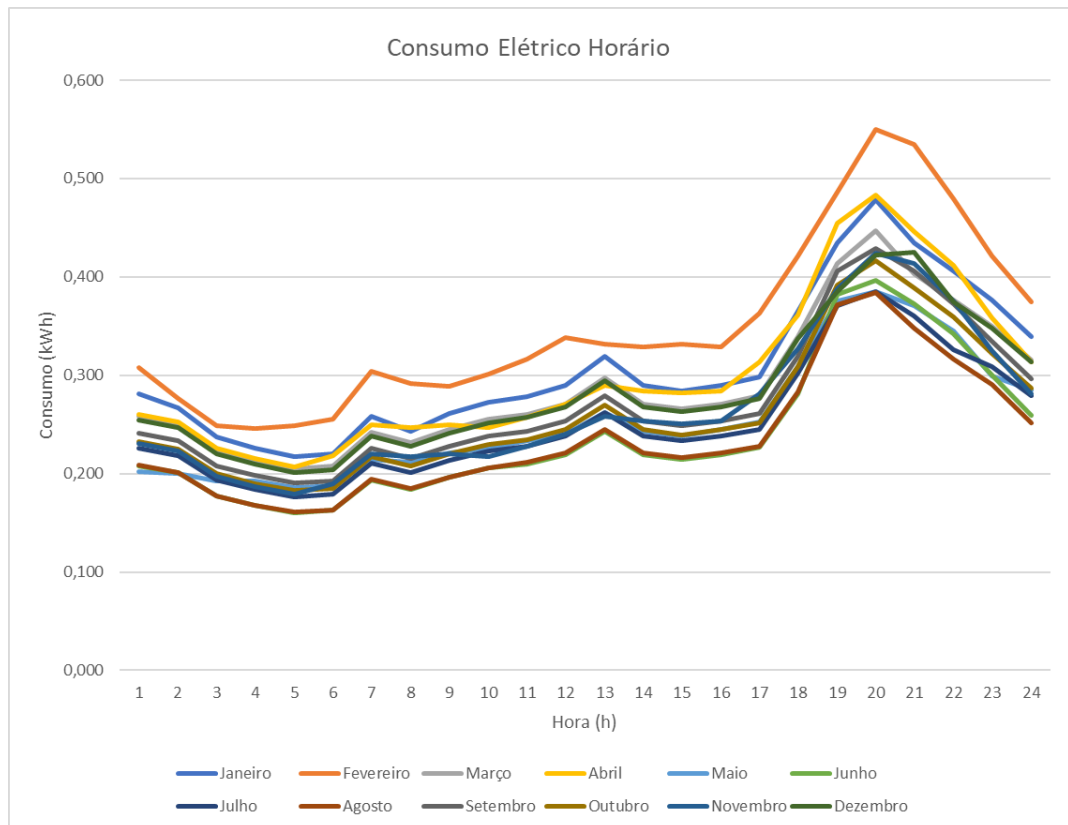
**Figura 11 – Cenários propostos.**



Fonte: Autor (2021)

Nos três cenários são avaliadas as faturas de consumo de energia elétrica, comparando o efeito da TB para a TC. Para essa análise, utiliza-se uma curva de carga de uma unidade consumidora da classe residencial, com consumo mensal médio de 200 kWh, retirada da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conforme o Gráfico 1.

**Gráfico 1 – Consumo Horário de Energia Elétrica**



Fonte: Adaptado da EPE (2019).

Uma vez que cada mês possui uma curva de carga específica, toda a análise desse trabalho será feita mês a mês, e no final somados para obter o consumo elétrico anual. Esta curva é uma média do consumo de cada mês, englobando tanto dias úteis, como feriados e finais de semana.

No fim das simulações e análise, espera-se encontrar qual o melhor cenário com a melhor tarifa, no sentido financeiro, para um período de 25 anos (tempo médio da duração do sistema FV).

### **3.3 Definição dos Sistemas**

Nessa seção está apresentada a metodologia de análise e dimensionamento dos sistemas para os cenários 2 e 3. Para os dimensionamentos, é utilizado um método manual com base nas recomendações da CRESESB e outro computacional por meio do SAM.

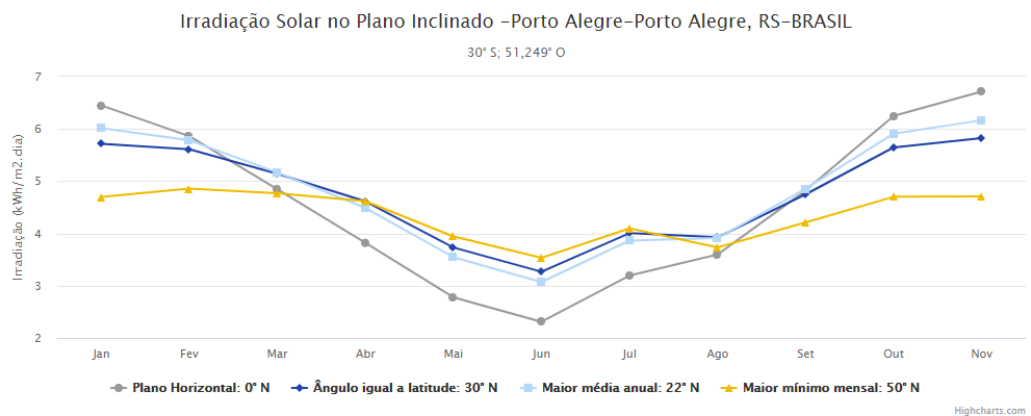
#### **3.3.1 Irradiação solar no local de estudo e inclinação dos módulos FV**

O *software SAM* possui uma base de dados própria com as séries históricas de diversas estações climatológicas ao redor do país e, caso não contenha o local desejado, alguns sites como o do *Climate One Building* oferecem uma base de dados maior que pode ser importada para o programa. Isto traz maior confiabilidade nas simulações, pois diferentemente do método manual, não são usadas apenas médias anuais ou mensais do recurso solar disponível, mas um histórico de vários anos que permite uma melhor previsão da energia explorável. A melhor inclinação para os módulos FVs é determinada variando a inclinação e observando sua influência na produção de energia em cada simulação.

Para um dimensionamento manual e inicial, utiliza-se o valor de irradiação média retirada do site CRESESB utilizando os valores de longitude e latitude da cidade de Porto Alegre (30.0346° S, 51.2177° N). Além dos valores médios de irradiação, o site disponibiliza um estudo para a melhor inclinação dos painéis, conforme a Figura 12:

**Figura 12 – Irradiação Média Anual**

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,45	5,86	4,85	3,82	2,78	2,31	2,52	3,19	3,60	4,82	6,25	6,72	4,43	4,41
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	30° N	5,72	5,61	5,14	4,61	3,73	3,27	3,50	4,01	3,93	4,75	5,65	5,83	4,64	2,56
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	6,01	5,78	5,17	4,49	3,55	3,07	3,30	3,86	3,91	4,86	5,91	6,17	4,67	3,10
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	50° N	4,70	4,86	4,77	4,62	3,94	3,53	3,75	4,10	3,73	4,21	4,70	4,71	4,30	1,32



Fonte: CRESESB (2021).

### 3.3.2 CRESESB

O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) publicou em 2014 o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014), sendo que no capítulo 6 constam os procedimentos para dimensionar o SFV (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) e SFH (Sistema Fotovoltaico Híbrido), estabelecendo valores padrões de dimensionamento de acordo com as características geoclimáticas do Brasil e as tecnologias disponíveis no seu mercado. O fluxograma de funcionamento do método exposto pelo CRESESB consta de 7 etapas:

- A) Ingressar como dados de entrada o recurso solar disponível ao longo do ano no local de instalação, a curva de carga anual com valores de consumo a cada mês e as características do local de instalação, principalmente as climáticas;

- B) Estimar as perdas globais, Taxa de Desempenho, de acordo com o tipo de sistema e com base na literatura;
- C) Dimensionar o gerador FV (Fotovoltaico) visando satisfazer o critério de projeto para cada sistema;
- D) Avaliar se o sistema é isolado ou conectado à rede. Quando é isolado o processo será encaminhado ao dimensionamento do controlador de carga e do banco de baterias e se for conectado à rede o projeto passa diretamente ao dimensionamento do inversor;
- E) Estabelecer o controlador de carga que será usado no SFI e definir a configuração final do arranjo FV;
- F) Dimensionar e estabelecer o arranjo do banco de baterias no SFI dependendo da autonomia desejada para o sistema;
- G) Definir o inversor que será utilizado em cada caso.

### 3.3.3 Dimensionamento do SFV e do SFH

Nesta etapa foi realizada a especificação técnica dos painéis solares, inversores, baterias e proteções elétricas de acordo com cada sistema. Aqui são detalhados os procedimentos de dimensionamento para o SFV e para o SFH tanto com metodologias manuais baseada na CRESESB como com a simulação computacional no SAM.

#### Dimensionamento do SFV via metodologia CRESESB

O cálculo da potência de pico do SFV necessária para atender a demanda da residência é dado pela Equação 5:

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP_{MA}} * \frac{1}{TD} \quad (5)$$

Onde:

- $P_{FV}$  é a potência de pico do SFV (Wp);



- $E$  é o consumo diário médio anual da residência (Wh/dia);
- $HSP_{MA}$  é a média diária anual das horas de pleno sol incidente no plano do SFV (h);
- $TD$  é a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico (adimensional);

A TD leva em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras (PINHO; GALDINO, 2014). Sendo assim, a TD é a relação entre a produção real do sistema e seu máximo teórico.

Uma vez determinada a potência total do SFV, é possível dimensionar o inversor. Para a escolha do modelo de inversor é necessário atentar para os valores de corrente e tensão que são fornecidos pelos módulos fotovoltaicos, estes devem ser menores que o valor de entrada do inversor, da mesma forma que o valor de potência deve respeitar o valor de FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor), conforme a Equação 6:

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (6)$$

Onde:

- $FDI$  é o fator de dimensionamento do Inversor (adimensional);
- $P_{Nca}$  é a potência nominal em CA do inversor (W);
- $P_{FV}$  é a potência de pico do SFV (Wp);

Para otimizar ao máximo o inversor utilizado, este deve ser dimensionado para não trabalhar em potências muito abaixo da nominal por períodos prolongados, de modo a diminuir seu tamanho (inversor mais barato) sem impactar na quantidade e

confiabilidade do fornecimento de energia e, em consequência, reduzir o custo final de produção da energia. A literatura recomenda valores de FDI com limite inferior na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior é de 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014).

Com isto, já é possível selecionar o inversor, levando-se em conta que conforme a Portaria INMETRO nº 17 01/2016, para SFV com potência instalada menor a 10 kWp serão aceitos somente os inversores homologados pelo INMETRO, sendo necessário apresentar o número do registro no momento da Solicitação de Acesso à Rede (VALVERDE, 2017).

A quantidade de módulos necessários em série para atender a potência de projeto é calculada a partir da Equação 7.

$$N_{módulos} = \frac{P_{PV}}{P_{módulo}} \quad (7)$$

Onde:

- $P_{módulo}$  é a potência nominal de pico do módulo (Wp)

Para selecionar o arranjo final do SFV que será utilizado, deve-se garantir que o inversor seja compatível. Para isso, deve-se verificar se a tensão e corrente CC máxima de entrada estão dentro da faixa de operação do inversor, o que determina o número de módulos em série e o número de fileiras em paralelo, respectivamente. Como a tensão e corrente possuem uma forte dependência da temperatura, as condições externas deverão ser consideradas.

Para saber a quantidade de fileiras que podem ser conectadas em paralelo, deve-se seguir a Equação 8:

$$N_{strings,parelelo} \leq \frac{I_{i,max}}{I_{i,sc}} \quad (8)$$

Onde:

- $N_{strings,parelelo}$  é o número de strings em paralelo.
- $I_{i,max}$  é a corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor (A).

- $I_{sc}$  é a corrente de curto-circuito do módulo FV (A).

### Dimensionamento do SFH via metodologia CRESESB

Para o dimensionamento do SFH é utilizado o mesmo dimensionamento do SFV, porém é necessário escolher um Inversor que possa ser conectado a um banco de baterias.

O banco de baterias nesse estudo terá como objetivo diminuir o consumo de energia nos horários de pico e intermediário para um dia. Para determinar a capacidade de armazenamento, usa-se as Equações 9 e 10:

$$CB = \frac{L_m * N}{P_d} \quad (9)$$

$$CBI = \frac{CB}{V_{sist}} \quad (10)$$

Onde:

- $L_m$  é a energia média diária consumida nos horários de Pico e Intermediário no mês crítico (Wh/dia);
- $CB$  é a capacidade do banco de baterias (Wh);
- $CBI$  é a respectiva capacidade em Amperês por hora (Ah);
- $N$  é o número de dias de autonomia;
- $V_{sist}$  é a tensão do sistema (V);
- $P_d$  é a máxima profundidade de descarga da bateria (%).

Para determinar o número de baterias em paralelo necessárias para conseguir a corrente de alimentação do sistema, utiliza-se a Equação 11:

$$N_{baterias,paralelo} = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (11)$$

Onde:

- $CBI_{bat}$  é a capacidade da bateria selecionada no mesmo regime de descarga do valor calculado para CBI (Ah);

Por fim, o dimensionamento do inversor deve levar em conta a potência máxima demandada pelo sistema, a tensão de entrada do controlador de carga e banco de baterias e a tensão de saída dos módulos.

### **Dimensionamento via software SAM**

Com ajuda de modelos computacionais desenvolvidos pela NREL (National Renewable Energy Laboratory), a Sandia National Laboratories, a Universidade de Wisconsin, e outras organizações, o SAM avalia o custo de produção e o desempenho de projetos envolvendo energias renováveis (PINHO; GALDINO, 2014). O software está constituído por Modelos de Desempenho (*Performance Models*) que caracterizam o funcionamento de cada parte do sistema ao realizar simulações horárias usadas para calcular a produção de energia da instalação, e Modelos Financeiros (Financial Models) que analisam o custo do projeto.

O método de dimensionamento via software SAM contém 6 etapas:

- A) Definir a localização do projeto para que o SAM possa acessar ao arquivo climatológico da zona;
- B) Selecionar o módulo e o inversor, definir a configuração do sistema e especificar as perdas de cada parte do sistema. A opção parametrizar permite que várias configurações de sistemas com diferentes componentes possam ser avaliadas de forma simultânea;
- C) Avaliar se o sistema é isolado ou conectado à rede. Quando é isolado o processo será encaminhado a especificar o banco de baterias e, se for conectado à rede, passa diretamente a especificar a curva de carga do sistema;
- D) No SFI, definir o banco de baterias de acordo com o tempo de autonomia desejado;

- E) Especificar o consumo do sistema para que o SAM possa construir a curva de carga;
- F) Verificar se o sistema dimensionado satisfaz as necessidades do projeto, caso não as cumpra o processo de dimensionamento pode ser modificado rapidamente para avaliar quantas alternativas sejam necessárias até obter os resultados esperados.

O software SAM por fim disponibiliza os dados horários de geração e consumo elétrico, que serão utilizados para as capitalizações das tarifas e comparados entre todos os cenários.

### **3.4 Capitalização das Tarifas**

Uma vez que se possui os valores de consumo e geração solar horários, é possível capitalizar a TC e a TB, de acordo com o dia e a hora em que a energia é consumida ou injetada.

Para o estudo deste trabalho, utilizou-se como base os valores de geração e consumo da terceira quarta-feira de cada mês. Uma vez obtido esses valores, criou-se uma tabela no *software Excel* com os valores horários de energia fornecida pela rede, energia injetada e as respectivas tarifas.

Os valores de TC e TB líquidas foram obtidas a partir da Resolução Homologatória ANEEL Nº 2.798/2020, conforme o Quadro 1.

**Quadro 1 - Valores das Tarifa Líquidas**

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA						
					TUSD		TE	TUSD		TE				
					R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh				
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	620,95	408,47	0,00	610,55	407,69				
				INT	0,00	416,74	252,49	0,00	407,90	252,08				
				FP	0,00	212,53	252,49	0,00	205,24	252,08				
	PRÉ-PAGAMENTO	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	283,48	265,49	0,00	275,66	265,04				
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	283,48	265,49	0,00	275,66	265,04				
	CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA <sup>(1)</sup>	NA	0,00	209,82	265,49	0,00	208,44	265,04				
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	480,80	334,94	0,00	472,48	334,31				
				INT	0,00	324,70	207,04	0,00	317,58	206,70				
				FP	0,00	168,60	207,04	0,00	162,67	206,70				
	PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	NA	NA	0,00	232,45	217,70	0,00	226,04	217,34				
	CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	232,45	217,70	0,00	226,04	217,34				
	BRANCA	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	P	0,00	480,80	334,94	0,00	472,48	334,31			
					INT	0,00	324,70	207,04	0,00	317,58	206,70			
					FP	0,00	168,60	207,04	0,00	162,67	206,70			
					PRÉ-PAGAMENTO	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	232,45	217,70	0,00	226,04	217,34
					CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	232,45	217,70	0,00	226,04	217,34
					CONVENCIONAL	RURAL	COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	NA	0,00	445,62	310,44	0,00	437,91	309,85
	BRANCA	RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	P	0,00	300,94	191,90	0,00	294,34	191,58			
INT					0,00	156,26	191,90	0,00	150,76	191,58				
FP					0,00	156,26	191,90	0,00	150,76	191,58				
PRÉ-PAGAMENTO					RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	215,45	201,77	0,00	209,50	201,43	
CONVENCIONAL					RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	215,45	201,77	0,00	209,50	201,43	
CONVENCIONAL					RURAL	SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO RURAL	NA	0,00	681,52	408,47	0,00	670,66	407,69	
B3	BRANCA	NA	NA	P	0,00	453,08	252,49	0,00	443,96	252,08				
				INT	0,00	224,64	252,49	0,00	217,26	252,08				
				FP	0,00	224,64	252,49	0,00	217,26	252,08				
				PRÉ-PAGAMENTO	NA	NA	NA	0,00	283,48	265,49	0,00	275,66	265,04	
B4	CONVENCIONAL	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	B4a – REDE DE DISTRIBUIÇÃO	NA	0,00	155,91	146,02	0,00	151,61	145,77				
			B4b – BULBO DE LÂMPADA	NA	0,00	170,09	159,29	0,00	165,39	159,03				
B	GERAÇÃO	TIPO 1	NA	NA	2,86	0,00	0,00	2,86	0,00	0,00				
		TIPO 2	NA	NA	7,69	0,00	0,00	7,69	0,00	0,00				

Fonte: ANEEL (2021)

Para cálculo o valor bruto das tarifas, utiliza-se a Equação 12.

$$T = \frac{T_{\text{liquida}}}{(1 - \text{Pis} - \text{Cofins} - \text{ICMS})} \quad (12)$$

Os valores de PIS, COFINS e ICMS podem ser observados no site da concessionária vigente e podem variar a cada mês. Para esse estudo, os valores considerados foram os valores vigente no mês de abril de 2021 pela concessionária CEEE.

Conforme visto na revisão bibliográfica, o excedente de energia gerado em um mês, pode ser utilizado nos demais meses com prazo de 60 meses, tanto para a TC quanto para a TB. A compensação é feita de acordo com art. 7º da REN ANEEL 482, destacando os incisos I e XI:

**Art. 7º** No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deve ser observados os seguintes procedimentos:

*I - Deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso;*

...

*XI - Em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver;*

A energia injetada para a rede pelo consumidor possui a isenção do ICMS somente na parcela TUSD, com isso, é preciso fazer um ajuste para ter o valor do consumo horário. A Equação 13 demonstra este ajuste para a TC.

$$C_{d,TC} = E_{fornecida} * T_c - E_{injetada} * T_{c,isenta} \quad (13)$$

Onde:

- $C_{d,TC}$  é o consumo diário em reais com a TC (R\$);
- $E_{fornecida}$  é a energia fornecida pela rede para o consumidor em um dia (kWh);
- $E_{injetada}$  é a energia injetada na rede pelo consumidor em um dia (kWh);
- $T_c$  é o preço da tarifa convencional (R\$);
- $T_{c,isenta}$  é o preço da tarifa convencional com a isenção do ICMS (R\$);

Para a TB é preciso fazer o somatório da energia fornecida e injetada de Ponta, Fora de Ponta e Intermediário, conforme a Equação 14.

$$C_{d,TB} = \sum_{i=1}^3 (E_{fornecida,i} * T_i - E_{injetada,i} * T_{i,isenta}) \quad (14)$$

Onde:

- $C_{d,TB}$  é o consumo diário em reais para a TB(R\$);

- $E_{fornecida,i}$  é a energia fornecida pela rede para o consumidor de um dia (kWh);
- $E_{injetada,i}$  é a energia injetada na rede pelo consumidor de um dia (kWh);
- $T_i$  é o preço da tarifa branca (R\$);
- $T_{i,isenta}$  é o preço da tarifa branca com a isenção do ICMS (R\$);

Com os valores de consumo horário, é possível somar o consumo horário das 24 horas de um dia e multiplicar pelo número corresponde de dias para cada mês, conforme o Quadro 2.

**Quadro 2** – Número de dias por mês.

Mês	Número de dias
Janeiro	31
Fevereiro	28
Março	31
Abril	30
Maio	31
Junho	30
Julho	31
Agosto	31
Setembro	30
Outubro	31
Novembro	30
Dezembro	31
<b>Total:</b>	<b>365</b>

Fonte: Autor (2021)

Para os meses em que a geração for igual ou maior que o consumo, a CEEE cobra uma taxa mínima de disponibilização de serviço de acordo com o sistema contratado, conforme a Figura 13. Essa taxa de disponibilização é dada pelo consumo mínimo vezes a TC. Para esse estudo, o consumo mínimo é o monofásico, ou seja, 30 kWh.

**Figura 13** – Consumo mínimo de Disponibilidade

Custo de Disponibilidade		
Monofásico	Bifásico	Trifásico
30 kWh	50 kWh	100 kWh



Fonte: CEEE (2021).

Com isso, os valores das faturas elétricas de cada mês são apresentados e discutidos no capítulo de resultados.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo é apresentado os resultados das simulações assim como uma discussão sobre os resultados obtidos.

### 4.1 Tarifas

Para o cálculo do valor finais das tarifas, os valores de PIS, COFINS e ICMS são retirados do site da CEEE, conforme o Quadro 3.

**Quadro 3** – Valores dos Tributos das Tarifas

<b>Tributo</b>	<b>Valor (%)</b>
<b>ICMS</b>	30,0000%
<b>PIS</b>	0,8785%
<b>COFINS</b>	2,8795%

Fonte: Autor (2021)

Ao aplicar a Equação 12 para a TC e TB, chega-se aos valores de cada parcela, conforme o Quadro 4.

**Quadro 4** – Valores das parcelas das tarifas

<b>Tarifa</b>	<b>Líquido (R\$/kWh)</b>		<b>Bruto (R\$/kWh)</b>		
	<b>TE</b>	<b>TUSD</b>	<b>TE</b>	<b>TUSD</b>	<b>TUSD sem ICMS</b>
<b>Convencional</b>	0,26549	0,28348	0,40078	0,42794	0,29459
<b>Branca FP</b>	0,25249	0,21253	0,38116	0,32083	0,22082
<b>Branca I</b>	0,25249	0,41674	0,38116	0,62911	0,43301
<b>Branca P</b>	0,40847	0,62095	0,61663	0,93739	0,64519

Fonte: Autor (2021).

Com isso, os valores finais das tarifas por kWh são observados no Quadro 5:

**Quadro 5 – Valores finais das tarifas**

TC (R\$/kWh)		TB	FP (R\$/kWh)	I (R\$/kWh)	P (R\$/kWh)
Fornecida	0,828734	Fornecida	0,702001	1,010280	1,554029
Injetada	0,695337	Injetada	0,601991	0,814175	1,261829

Fonte: Autor (2021).

## 4.2 Dimensionamento analítico do SFV e SFH

Para o dimensionamento do SFV, é necessário saber qual o consumo anual do consumidor. O Quadro 6 mostra o consumo de cada mês, assim como o consumo total anual.

**Quadro 6 – Consumo Mensal**

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	228,37
Fevereiro	259,64
Março	213,67
Abril	222,71
Maio	189,62
Junho	178,05
Julho	187,32
Agosto	175,72
Setembro	202,22
Outubro	195,05
Novembro	197,75
Dezembro	210,74
<b>Total:</b>	<b>2460,9</b>

Fonte: Autor (2021)

Para obter o consumo diário médio anual da residência, utiliza-se o valor do consumo anual e dividimos pelo número de dias no ano, conforme a Equação 15.

$$E = \frac{2460,9}{365} * 1000 = 6742,19 \text{ Wh} \quad (15)$$

Ao utilizar o valor de  $HSP_{MA}$  de 4,67 kWh/m<sup>2</sup>.dia para uma inclinação dos módulos de 22° conforme a Figura 12 e uma taxa de desempenho de 70% na Equação 5, chega-se ao valor de potência de pico do SFV, conforme a Equação 16.

$$P_{FV} = \frac{6742,19}{4,67} * \frac{1}{0,7} = 2.062,45 \text{ Wp} \quad (16)$$

Com esse valor e de acordo com os inversores encontrados no mercado brasileiro que atendem os requisitos necessário, é escolhido o inversor da GROWATT modelo MIC 2000TL-X que pode ser utilizado tanto para o SFV quanto para o SFH. As informações técnicas estão indicadas no Quadro 7.

**Quadro 7 – Informações Técnicas**

<b>Inversor GROWATT MIC 2000TL-X</b>	
<b>Potência nominal de saída</b>	2.000 W
<b>Máx tensão CC</b>	500 V
<b>Máx corrente de entrada por MPPT</b>	13 A
<b>Máx corrente de c.c por MPPT</b>	16 A
<b>Número de MPPT</b>	1
<b>Máx corrente de saída</b>	9,5 A
<b>Eficiência</b>	97,4 %

Fonte: Autor (2021)

Os módulos FV utilizados são da marca *Cannadian Solar* modelo BiHiKu CS3W-410PB-AG, devido à alta confiabilidade desses módulos e vida útil acima dos 20 anos, além de um ótimo custo-benefício. As informações técnicas estão indicadas no Quadro 8.

**Quadro 8 – Informações Técnicas**

<b>Placa Cannadian Solar BiHiKu CS3W-410PB-AG</b>	
<b>Potência nominal máxima</b>	410 Wp
<b>Tensão de operação</b>	39,1 V
<b>Corrente de operação</b>	10,49 A
<b>Tensão de circuito aberto</b>	47,6 V
<b>Corrente de curto-circuito</b>	11,06 A
<b>Eficiência</b>	18,3 %

Fonte: Autor (2021)

A quantidade de módulos utilizada é calculada a partir da Equação 7, conforme a Equação 17.

$$N_{\text{módulos}} = \frac{2062,5}{410} \cong 5 \quad (17)$$

Os 5 módulos em série resultam em uma tensão de circuito aberto de 238V, respeitando a tensão máxima de operação do inversor de 500 V. Com isso, o sistema final fica com uma *string* com 5 módulos em série. Com esses valores, é possível ajustar o *software SAM* para se obter os valores de geração mensal e anual, conforme mostrado na próxima seção.

Para o cálculo do banco de baterias, é necessário saber qual a média diária máxima de consumo nos horários de pico e intermediário. Com base no Gráfico 1, observa-se que o mês crítico é o mês de fevereiro. O Quadro 9 mostra o consumo horário do dia crítico do mês de fevereiro.

**Quadro 9** – Consumo por Horário (Mês de Fevereiro)

Hora	Consumo (kWh)	Hora	Consumo (kWh)
1	0,307	13	0,332
2	0,277	14	0,329
3	0,249	15	0,332
4	0,246	16	0,329
5	0,249	17	0,363
6	0,255	18	0,421
7	0,304	19	0,486
8	0,292	20	0,550
9	0,289	21	0,535
10	0,301	22	0,479
11	0,317	23	0,421
12	0,338	24	0,375

Fonte: Autor (2021)

O horário intermediário da tarifa branca, conforme a Figura 5 é das 17h00 às 17h59 e das 21h00 às 21h59, e o horário de ponta é das 18h00 às 20h59. Com isso, chega-se a média diária máxima de consumo de 2,354 kWh.

Como mencionado na revisão bibliográfica, as baterias de Íon-Lítio chegaram no mercado com uma vida útil muito maior do que as baterias de Chumbo, além da

maior densidade energética. As baterias de Íon-Lítio podem ser usadas com uma profundidade de descarga de 80% e com uma tensão de 48 V. Com isso, pode ser calculado o valor da capacidade do banco de baterias, com o auxílio das Equação 9 e 10, conforme as Equações 18 e 19.

$$CB = \frac{2354}{0,8} * 1 = 2942,5 \text{ Wh} \quad (18)$$

$$CBI = \frac{2942,5}{48} = 61 \text{ Ah} \quad (19)$$

Como as baterias de Íon-Lítio necessitam de um sistema inteligente BMS (*battery management system*) elas não são encontradas avulsas no mercado e sim em bancos previamente montados. Para esse estudo, utilizou-se um banco de baterias de Íon-Lítio da Dyness modelo B3 LIFEP04. As informações técnicas estão demonstradas no Quadro 10.

#### Quadro 10 – Informações Técnicas

<b>Bateria Solar Dyness B3 LIFEP04 3,6kWh</b>	
<b>Energia nominal</b>	3,6 kWh
<b>Capacidade Nominal</b>	75 Ah
<b>Tensão Nominal</b>	48 V
<b>Vida útil*</b>	6000 ciclos

\*Para uma profundidade de descarga de 80%

Fonte: Autor (2021)

Como para este estudo projetou-se o sistema para descarregar somente uma vez por dia, cada ciclo equivale a 1 dia, totalizando 16,4 anos de vida útil. Esse banco de baterias possui uma energia nominal maior do que o necessário para o projeto, portanto, será descarregado o excedente nos horários FP.

### 4.3 Simulação do SFV e SFH pelo software SAM

Para a simulação no software SAM, primeiramente deve-se utilizar um arquivo meteorológico da cidade de Porto Alegre. Uma vez que o software não possui um no seu banco de dados, é necessário consultar no site do *Climate One Building* e baixar

o arquivo em extensão .epw. Deve-se adicionar ao software, tanto para o SFV quanto para o SFH conforme a Figura 1

**Figura 14 – Localização do Software SAM**

The screenshot displays the SAM software interface. The top menu bar includes 'File', '+ Add', 'SFV', and 'SFH'. The left sidebar lists various modules: Photovoltaic, Residential, Location and Resource, Module, Inverter, System Design, Shading and Layout, Losses, Grid Limits, Lifetime and Degradation, System Costs, Financial Parameters, Incentives, Electricity Rates, and Electric Load. The main window is divided into several sections:

- Solar Resource Library:** A table listing weather files with columns for Name, Latitude, Longitude, Time zone, Elevation, Station ID, and Source. The selected file is 'BRA\_RS\_Porto.Alegre-Filho.Intl.AP.839710\_TRY.1954'. Below the table are buttons for 'Add/remove weather file folders...' and 'Refresh library'.
- Download Weather Files:** A section for downloading files from the NSRDB. It includes radio buttons for 'One location' (selected) and 'Multiple locations', and a checkbox for 'Advanced download'. A text input field is for location details, and a dropdown is for 'Default TMY file'. A 'Download and add to library...' button is present.
- Weather Data Information:** A section showing details for the selected file. It includes a 'Weather file' path and a 'View data...' button. Below are input fields for 'Header Data from Weather File': Latitude (-30 DD), Longitude (-51.18 DD), Time zone (GMT -3), Elevation (4 m), and Time step (60 minutes). A note explains that for NSRDB data, the latitude and longitude shown are from the weather file header, not the file name. Below this are 'Annual Averages Calculated from Weather File Data' and 'Optional Data' fields.

At the bottom left, there are buttons for 'Simulate >', 'Parameters', 'Stochastic', 'P50 / P90', and 'Macros'.

Fonte: Autor (2021).

Após adicionar o arquivo climático, deve-se selecionar o módulo utilizado. O software já possui um banco de dados com diversos módulos e suas características, portando somente é necessário encontrar o módulo utilizado que o software já possui todas as suas informações técnicas, conforme a Figura 15.

Figura 15 – Escolha do módulo Software SAM

The screenshot shows the SAM software interface with the 'CEC Performance Model with Module Database' window open. The window displays a table of solar modules, a graph of Module Current (Amps) vs. Module Voltage (Volts) for the Canadian Solar Inc. CS3W-410PB-AG module, and various technical specifications and correction parameters.

Name	Manufacturer	Technology	Bifacial	STC	PTC	A <sub>c</sub>	Length	Width	N <sub>s</sub>	I <sub>sc_ref</sub>	V <sub>oc_ref</sub>	I <sub>mp_ref</sub>	V <sub>mp_ref</sub>	a	^
Canadian Solar Inc. CS1U-405MS	Canadian Solar Inc.	Mono-c-Si	0	405.788	378.1	1.99	81	9.65	53.5	9.16	44.3	0	0		
Canadian Solar Inc. CS3U-405MB-AG	Canadian Solar Inc.	Mono-c-Si	1	405.08	376.4	1.97	72	10.44	49.3	9.88	41	0	0		
Canadian Solar Inc. CS3U-405MS	Canadian Solar Inc.	Mono-c-Si	0	405.08	376.6	1.92	72	10.44	49.3	9.88	41	0	0		
Canadian Solar Inc. CS3W-405P	Canadian Solar Inc.	Multi-c-Si	0	405.338	374.7	2.14	72	10.98	47.4	10.42	38.9	0	0		
Canadian Solar Inc. CS3W-405PB-AG	Canadian Solar Inc.	Multi-c-Si	1	405.338	378.3	2.17	72	10.98	47.4	10.42	38.9	0	0		
Canadian Solar Inc. CS1U-410MS	Canadian Solar Inc.	Mono-c-Si	0	410.735	382.9	1.99	81	9.7	53.6	9.23	44.5	0	0		
Canadian Solar Inc. CS3U-410MS	Canadian Solar Inc.	Mono-c-Si	0	410.352	381.4	1.92	72	10.52	49.5	9.96	41.2	0	0		
Canadian Solar Inc. CS3W-410PB-AG	Canadian Solar Inc.	Multi-c-Si	1	410.159	383.1	2.17	72	11.06	47.6	10.49	39.1	0	0		

**Module Characteristics at Reference Conditions**  
Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 °C

Canadian Solar Inc. CS3W-410PB-AG

Module Current (Amps) vs. Module Voltage (Volts) graph showing a typical solar cell I-V curve.

**Nominal efficiency** 18.9013 %  
**Temperature coefficients**  
Maximum power (P<sub>mp</sub>) 410.159 Wdc, -0.358 %/°C, -1.469 W/°C  
Max power voltage (V<sub>mp</sub>) 39.1 Vdc  
Max power current (I<sub>mp</sub>) 10.5 Adc  
Open circuit voltage (V<sub>oc</sub>) 47.6 Vdc, -0.271 %/°C, -0.129 V/°C  
Short circuit current (I<sub>sc</sub>) 11.1 Adc, 0.044 %/°C, 0.005 A/°C

**Bifacial Specifications**  
 Module is bifacial  
Transmission fraction 0.013 0-1  
Bifaciality 0.65 0-1  
Ground clearance height 1 m

**Temperature Correction**  
 Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method  
See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**  
Mounting standoff Ground or rack mounted  
Array height One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**  
Module unit mass 11.092 kg/m<sup>2</sup>  
The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**  
Mounting configuration Rack  
Heat transfer dimensions Module Dimensions  
Mounting structure orientation Structures do not impede flow underneath module  
Module width 1 m  
Module length 2.17 m  
Rows of modules in array 1  
Columns of modules in array 10  
Temperature behind the module 20 °C  
Space between module back and roof surface 0.05 m

**Physical Characteristics**

Fonte: Autor (2021).

Na hora de escolher o inversor utilizado, descobriu-se que o software não possui o inversor da GROWATT utilizado em seu banco de dados, porém, é possível selecionar um inversor com as características técnicas parecidas para efeito de simulação, por isso, utilizou-se o inversor da SMA America SWR1800U conforme a Figura 16.



Figura 16 – Escolha no inversor no Software SAM.

File ▾ + Add SFV ▾ SFH ▾

Photovoltaic, Residential

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Grid Limits

Lifetime and Degradation

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

**Inverter CEC Database**

Filter: SWR1 | Name ▾

Name	Paco	Pdco	Pso	Pnt	Vac	Vdcmax	Vdco	Mppt_high	Mppt_low	C0
ABB: MICRO-0.3-I-OUTD-US-208 [208V]	300	311.669250	1.846506	0.090000	208	50	40	50	30	-0.000033
SMA America: SWR1800U [120V]	1800	1983.187012	13.829094	0.540000	120	400	200	400	100	-0.000024
SMA America: SWR1800U-SBD [120V]	1800	1983.187012	13.829094	0.540000	120	400	200	400	100	-0.000024
Schuco USA: SWR1800U [120V]	1800	1983.187012	13.829094	0.540000	120	400	200	400	100	-0.000024
Schuco USA: SWR1800U-SBD [120V]	1800	1983.187012	13.829094	0.540000	120	400	200	400	100	-0.000024

**Efficiency Curve and Characteristics**

SMA America: SWR1800U [120V]

Number of MPPT inputs: 1

CEC weighted efficiency: 91.832 %

European weighted efficiency: 91.555 %

**Datasheet Parameters**

Maximum AC power	1800	Wac
Maximum DC power	1983.19	Wdc
Power use during operation	13.8291	Wdc
Power use at night	0.54	Wac
Nominal AC voltage	120	Vac
Maximum DC voltage	400	Vdc
Maximum DC current	9.91593	Adc
Minimum MPPT DC voltage	100	Vdc
Nominal DC voltage	200	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	400	Vdc

**Sandia Coefficients**

C0	-2.4e-05	1/Wac
C1	2.6e-05	1/Vdc
C2	0.001598	1/Vdc
C3	-0.000129	1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**-CEC Information**

CEC name: SMA America: SWR1800U [120V]    CEC hybrid: empty    CEC type: Utility Interactive    CEC date: n/a

**Inverter Temperature Derate Curves**

Import...	Vdc(V)	Tstart(O)	Slope(1/O)	Tstart(O)	Slope(1/O)
Export...	800	28	-0.02	56	0
Copy	600	52	-0.0375	60	0
Paste	390	38	-0.0125	50	-0.025

Rows: 3

Cols: 5

Update plot

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

Fonte: Autor (2021).

Depois, deve-se informar a disposição do sistema, como o número de módulos utilizados em série e em paralelo, assim como a inclinação dos mesmos e a orientação solar. Para esse estudo, utilizou-se a inclinação de 22° e a orientação solar Norte, conforme a Figura 17.

Figura 17 – Escolha da disposição do sistema no Software SAM.

The screenshot displays the SAM software interface for configuring a photovoltaic system. The left sidebar lists various configuration categories, with 'System Design' currently selected. The main workspace is divided into several functional sections:

- AC Sizing:** Includes input fields for 'Number of inverters' (set to 1) and 'DC to AC ratio' (set to 1.14). A note states: 'Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.' There is an unchecked checkbox for 'Estimate Subarray 1 configuration'.
- Sizing Summary:** A table-like summary of key values:
 

Nameplate DC capacity	2.051 kWdc	Number of modules	5
Total AC capacity	1.800 kWac	Number of strings	1
Total inverter DC capacity	1.983 kWdc	Total module area	10.9 m <sup>2</sup>
- DC Sizing and Configuration:** A section for configuring subarrays. It includes a table for 'Electrical Configuration' and a 'Tracking & Orientation' section.
 

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Modules per string in subarray	5			
Strings in parallel in subarray	1			
Number of modules in subarray	5			
String Voc at reference conditions (V)	238.0			
String Vmp at reference conditions (V)	195.5			

The 'Tracking & Orientation' section includes a diagram of a solar panel array with azimuth and tilt angles, and radio button options for tracking types: Fixed (selected), 1 Axis, 2 Axis, Azimuth Axis, and Seasonal Tilt. There is also an unchecked checkbox for 'Tilt=latitude'. Input fields for 'Tilt (deg)' (22), 'Azimuth (deg)' (0), 'Ground coverage ratio (GCR)' (0.3), and 'Tracker rotation limit (deg)' (45) are present. A 'Backtracking' checkbox is also unchecked.
- Electrical Sizing Information:** Includes input fields for 'Maximum DC voltage' (400.0 Vdc), 'Minimum MPPT voltage' (100.0 Vdc), and 'Maximum MPPT voltage' (400.0 Vdc). A message box displays 'No system sizing messages.'
- Estimate of Overall Land Usage:** Shows 'Total module area' as 10.9 m<sup>2</sup>. A note at the bottom states: 'SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area ÷ GCR × 0.0002471 (1 m<sup>2</sup> = 0.0002471 acre).'

Fonte: Autor (2021).

Todos os passos anteriores são válidos tanto para o SFV quanto para o SFH. Agora, porém, será colocado as informações sobre o banco de baterias, logo, esse passo somente é feito para o SFH. Primeiramente devemos informar o tipo de bateria que será utilizado, para esse caso, bateria de Íon-Lítio Ferro Fosfato, depois a capacidade do banco de baterias desejável, assim como a capacidade em Ah das células, conforme a Figura 18.

**Figura 18 – Escolha do banco de baterias no Software SAM.**

The screenshot displays the SAM software interface for configuring a battery bank. The left sidebar shows the navigation menu with 'Battery Cell and System' selected. The main panel is divided into several sections:

- Chemistry:** Battery type is set to 'Lithium Ion: Lithium Iron Phosphate (LFP/Graphite)'.
- Battery Bank Sizing:**
  - Radio buttons for 'Set desired bank size' (selected) and 'Specify cells'.
  - Inputs for 'Desired bank capacity' (3.6 kWh), 'Desired bank power' (1.5 kW), 'Number of cells in series' (1), and 'Number of strings in parallel' (1).
  - Dropdown menus for 'DC' and 'DC'.
  - Inputs for 'Max C-rate of charge' (1 per/hour) and 'Max C-rate of discharge' (1 per/hour).
- Optimal Sizing and Dispatch from REopt:**
  - Text: 'Use from the current case the lat/lon from Location and Resource, System Design parameters, Subarray 1 losses, System Costs, Electricity Rates and Electric Load pages to determine for the current PV system design the optimal battery power, capacity and dispatch from the REopt Lite API.'
  - Button: 'Get size and dispatch'.
  - Note: 'REopt downloads its own weather file from the provided lat/lon and does not use the one provided on the Location and Resource page.'
- Current and Capacity:**
  - Input for 'Cell capacity' (70 Ah).
- Computed Properties:**

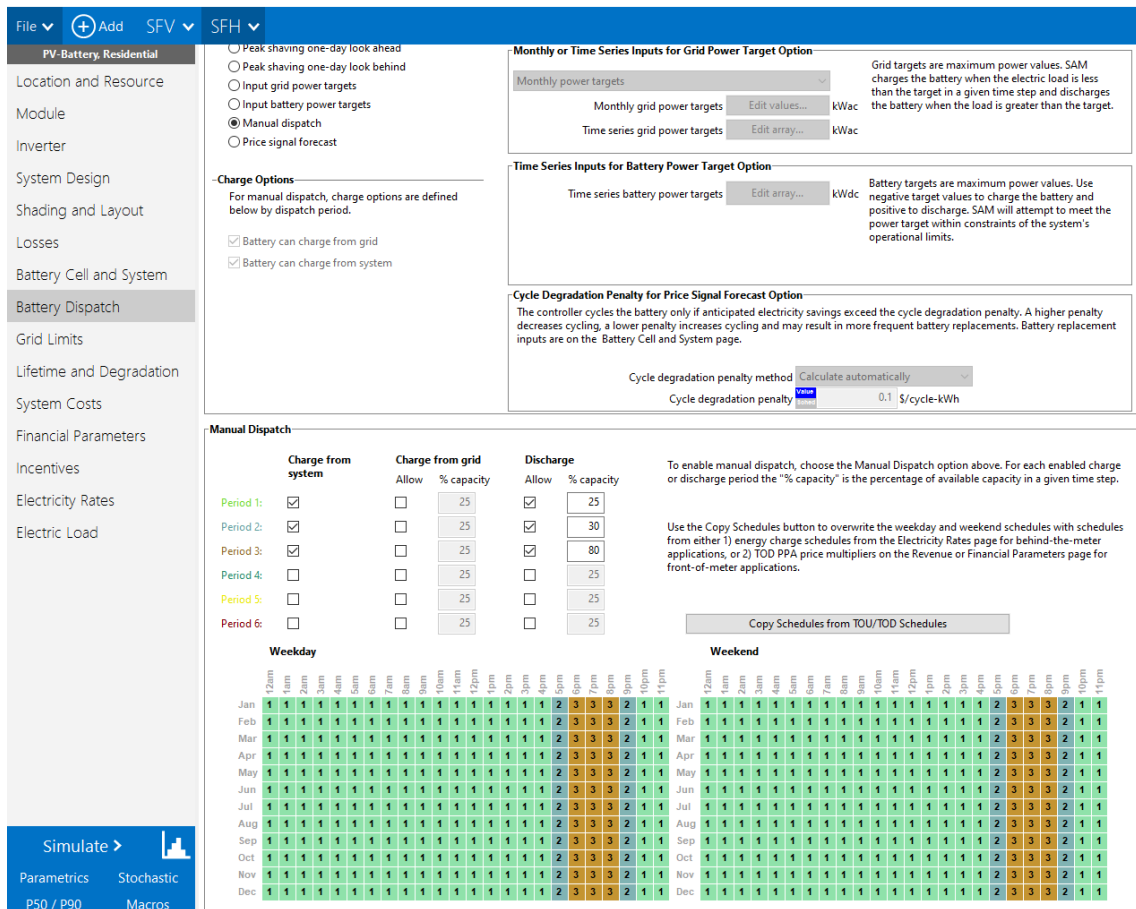
Nominal bank capacity	3.528 kWh (DC)	Maximum discharge power (DC)	1.470 kWdc
Nominal bank voltage	50.400 V (DC)	Maximum charge power (DC)	1.470 kWdc
Total number of cells	14	Maximum discharge power (AC)	1.364 kWac
Cells in series	14	Maximum charge power (AC)	1.650 kWac
Strings in parallel	1	Time at maximum power	2.400 h
Max C-rate of discharge	0.417 per/hour	Maximum discharge current	29.167 A
Max C-rate of charge	0.417 per/hour	Maximum charge current	29.167 A

The computed properties are the battery bank properties SAM uses for simulations. The nominal bank voltage is the product of the cell nominal voltage and number of cells in series. The nominal voltage is the product of the cell capacity, bank voltage, and number of strings in parallel. The C-rate is a measure of how much of the battery capacity can be charged or discharged per hour. The max power is computed from the max C-rate of discharge.
- Power Converters:**
  - Text: 'For the PV Battery configuration, the battery can be connected either to the DC or AC side of the PV inverter.'
  - Radio buttons for 'DC Connected' (selected) and 'AC Connected'.

Fonte: Autor (2021).

Com isso, é possível indicar como as baterias deverão ser descarregadas. Conforme calculado anteriormente, as baterias deverão ser descarregadas principalmente nos horários de ponta, depois nos horários intermediários e caso possível, nos horários fora de ponta, nunca ultrapassando o fundo de descarga de 80%. Essas informações foram inseridas no software conforme a Figura 19.

Figura 19 – Escolha do despacho do banco de baterias no Software SAM.



Fonte: Autor (2021).

O software ainda permite selecionar as perdas do sistema, limites físicos, vida útil e custo dos sistemas. Para as perdas, utilizou-se os valores padrão já automaticamente selecionados. Pelo fato de o *software* ser americano, o método de cálculo dos parâmetros financeiros não está correto para esse exemplo, por isso, não foram utilizadas essas abas. Os cálculos financeiros serão feitos posteriormente com o auxílio do Excel.

Por último, deve-se informar os dados de consumo da residência conforme a Figura 20.

**Figura 20** – Consumo da residência no Software SAM.

The screenshot shows the 'Input Time Series Load Data' window in the SAM software. The interface includes a sidebar with navigation options like 'Location and Resource', 'Module', 'Inverter', etc., and a main content area for configuring load data. The 'Electric Load Data' section contains the following elements:

- Energy usage:** A field with 'Edit array...' and 'kW' units.
- Scaling factor (optional):** A text input field containing the value '1'.
- Normalize supplied load profile to monthly electricity bill data:** An unchecked checkbox.
- Monthly energy usage:** A field with 'Edit values...' and 'kWh' units.
- Monthly Load Summary-** A table with columns for 'Energy (kWh)' and 'Peak (kW)'. The data is as follows:
 

Month	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	228.37	0.48
Feb	234.52	0.55
Mar	213.67	0.45
Apr	206.00	0.45
May	189.26	0.40
Jun	172.61	0.40
Jul	186.95	0.39
Aug	176.58	0.43
Sep	195.53	0.43
Oct	195.14	0.42
Nov	191.79	0.43
Dec	210.74	0.43
Annual	2,401.17	0.55
- Annual Adjustment-** A section with a 'Load growth rate' field set to '0 %/yr' and explanatory text: 'In Value mode, the growth rate applies to the previous year's annual kWh load starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 kWh value. See Help for details.'
- View load data...** button at the bottom.

Below the main window, there is a 'Critical Loads' section with a plus icon. At the bottom of the interface, there is a 'Simulate' button and a sidebar with 'Parametrics', 'Stochastic', 'P50 / P90', and 'Macros' options.

Fonte: Autor (2021).

Com isso, é possível simular o SFV e o SFH e obter os resultados de geração horária, mensal e anual, assim como a quantidade de energia fornecida ou injetada pela rede. Os resultados da simulação serão discutidos na próxima seção, em cada cenário respectivo.

#### 4.4 Análise financeira do Cenário 1

Neste cenário não há nenhum tipo de geração de energia, ou seja, é um consumidor comum, com a curva de carga típica mostrada na Gráfico 1. Este cenário está dividido em TC e TB. A TC servirá como base para os demais cenários.

O Quadro 11 indica a fatura elétrica mensal para a TC e a TB, calculado de acordo com as Equações 13 e 14, onde os valores de energia injetada são nulos.

**Quadro 11** – Valores da fatura da TC e TB.

<b>Cenário 1</b>		
<b>Mês</b>	<b>TC</b>	<b>TB</b>
Janeiro	R\$ 189,26	R\$ 203,28
Fevereiro	R\$ 215,18	R\$ 229,33
Março	R\$ 177,08	R\$ 188,21
Abril	R\$ 184,57	R\$ 197,93
Maio	R\$ 157,15	R\$ 167,34
Junho	R\$ 147,56	R\$ 158,72
Julho	R\$ 155,24	R\$ 165,22
Agosto	R\$ 145,63	R\$ 156,29
Setembro	R\$ 167,64	R\$ 178,85
Outubro	R\$ 161,65	R\$ 172,55
Novembro	R\$ 163,88	R\$ 175,54
Dezembro	R\$ 174,65	R\$ 184,88
<b>Total:</b>	<b>R\$ 2.039,49</b>	<b>R\$ 2.178,15</b>

Fonte: Autor (2021).

Como pode ser observado, para esse tipo de consumidor, a TB não se mostra atrativa uma vez que o valor da tarifa elétrica anual é maior do que quando comparada a TC. Isso se dá pelo fato de o pico de consumo ser exatamente nos horários em que a TB é mais cara, ou seja, nos horários de ponta e intermediário.

#### 4.5 Análise financeira do Cenário 2

Neste cenário, o consumidor continua com a curva de carga do cenário 1 e instalou em sua residência o SFV.

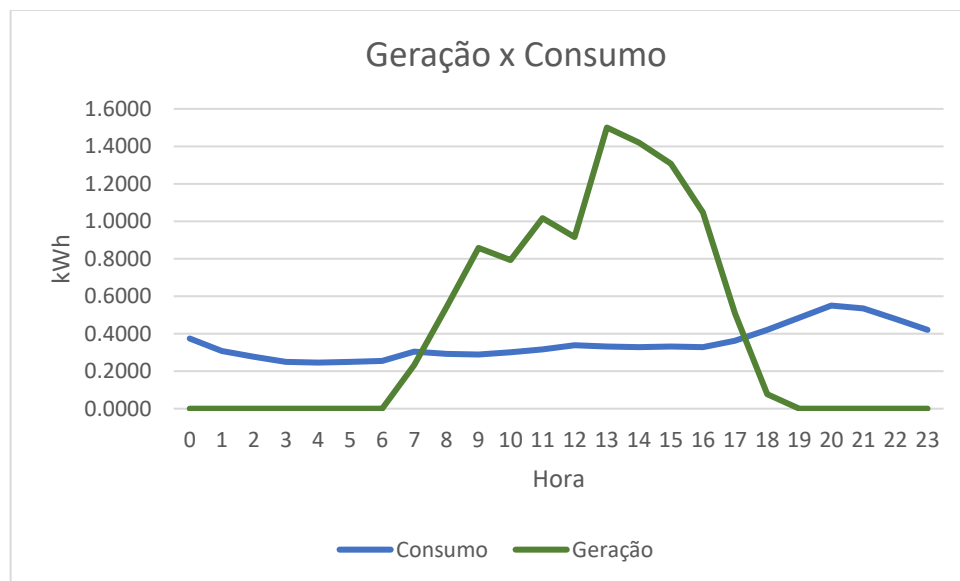
Para a análise do valor de investimento, os preços foram baseados na empresa ALDO, para o consumidor final. Os valores de custo de cabos e proteção estão incluídos no custo da instalação por Wp, porém é uma aproximação, uma vez que para um valor absoluto, é necessário ter conhecimento do local de instalação para calcular a distância do inversor aos módulos etc. O Quadro 12 indica os preços unitários e finais do projeto.

**Quadro 12 – Preços Unitários e Preços Finais**

Item	Preço Unitário	Quantidade	Preço Final
Placa Cannadian Solar	R\$ 999,00	5	R\$ 4.995,00
Inversor Growatt	R\$ 2.819,00	1	R\$ 2.819,00
Instalação por Wp	R\$ 1,25	2063	R\$ 2.578,75
<b>Total:</b>			<b>R\$ 10.392,75</b>

Fonte: Autor (2021).

Com os dados obtidos da simulação do SFV por meio do *software SAM*, foi possível gerar o Gráfico 2 que demonstra a relação de geração e consumo para o mês de fevereiro (mês de maior consumo).

**Gráfico 2 – Relação de Geração x Consumo**

Fonte: Autor (2021).

Com os dados de geração e consumo horário, é possível obter o valor da fatura elétrica para cada mês, tanto para a TC quanto para a TB, conforme as Equações 13 e 14. Essa análise foi feita após o primeiro ano de geração, para que os créditos de energia gerados em dezembro possam ser usados ao longo dos demais meses. Para a TB é imprescindível saber em qual horário a energia foi injetada pois os créditos se dão em relação a tarifa a qual foi injetada a energia.

O Quadro 13 mostra a fatura elétrica de cada mês para a TC e a TB além dos créditos disponíveis. Importante ressaltar que para a TC os créditos estão em kWh e para a TB em R\$, uma vez que se pode usar em diferentes faixas da TB.

**Quadro 13 – Fatura Elétrica Mensal**

Mês	TC		TB	
	Fatura (R\$)	Créditos (kWh)	Fatura (R\$)	Créditos (R\$)
Janeiro	41,60	306,650	46,03	133,93
Fevereiro	44,92	363,641	47,32	137,10
Março	42,08	426,465	46,47	146,95
Abril	43,00	373,407	39,13	86,45
Mai	41,64	373,573	20,82	60,52
Junho	41,07	390,027	30,21	44,76
Julho	41,12	424,502	36,75	40,15
Agosto	40,32	342,189	53,91	0,00
Setembro	41,26	327,940	56,54	0,00
Outubro	40,32	282,432	73,35	0,00
Novembro	39,66	323,741	43,77	0,35
Dezembro	40,75	522,272	44,69	95,38
<b>Total:</b>	<b>R\$ 497,75</b>	<b>522,272</b>	<b>R\$ 538,99</b>	<b>R\$ 95,38</b>

Fonte: Autor (2021),

Neste cenário, novamente a TC se mostrou mais viável do que a TB pois no horário de ponta da TB não há geração solar, e ao injetar na rede no horário fora de ponta, ganha-se menos créditos do que quando se injeta na TC. Observa-se também que para todos os meses na TC, foi cobrado a taxa mínima de disponibilização de R\$ 24,86 pois a geração foi maior ou igual ao consumo. Já na TB existem meses como o mês de agosto, setembro e outubro onde a geração foi menor que o consumo e ainda não se possui créditos para utilizar. A diferença do valor da taxa mínima e da fatura real se dá devido a diferença no preço de compra e venda de kWh, por isso, é mais vantajoso não consumir da rede do que consumir e depois injetar.

O Quadro 14 faz a comparação desse cenário com o cenário em relação as faturas anuais e ao *Payback* simples do investimento.



#### Quadro 14 – Comparação das Faturas Anuais

	Cenário 1		Cenário 2	
	TC	TB	TC	TB
<b>Gasto Anual</b>	R\$ 2.039,49	R\$ 2.178,15	R\$ 497,75	R\$ 538,99
<b>Economia Anual</b>	R\$ 0,00	-R\$ 138,66	R\$ 1.541,75	R\$ 1.500,51
<b>Investimento</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 10.392,75	R\$ 10.392,75
<b>Payback</b>	0	0	6,74 anos	6,92 anos

Fonte: Autor (2021).

Conclui-se que o cenário 2 com TC já se mostra o mais vantajoso, uma vez que o sistema é projetado para durar 20 anos e o payback simples é de 6,74 anos.

#### 4.6 Análise financeira do Cenário 3

Como visto que no cenário 2 a maior desvantagem da TB é pelo fato de não haver geração no horário de pico, uma solução para este problema, é instalar um banco de baterias com o objetivo de fornecer energia para a carga justamente nos horários em que a TB é mais cara. No Brasil, o armazenamento de energia é permitido somente para alimentar a carga, e nunca para injetar, ou seja, ganhar créditos. Portanto, toda a energia das baterias irá diretamente para a carga, com o intuito de demonstrar que é mais vantajoso armazenar em baterias do que utilizar a rede como armazenamento por meio dos créditos.

O investimento desse cenário é o mesmo que do cenário 2 com o adicional das baterias, conforme o Quadro 15.

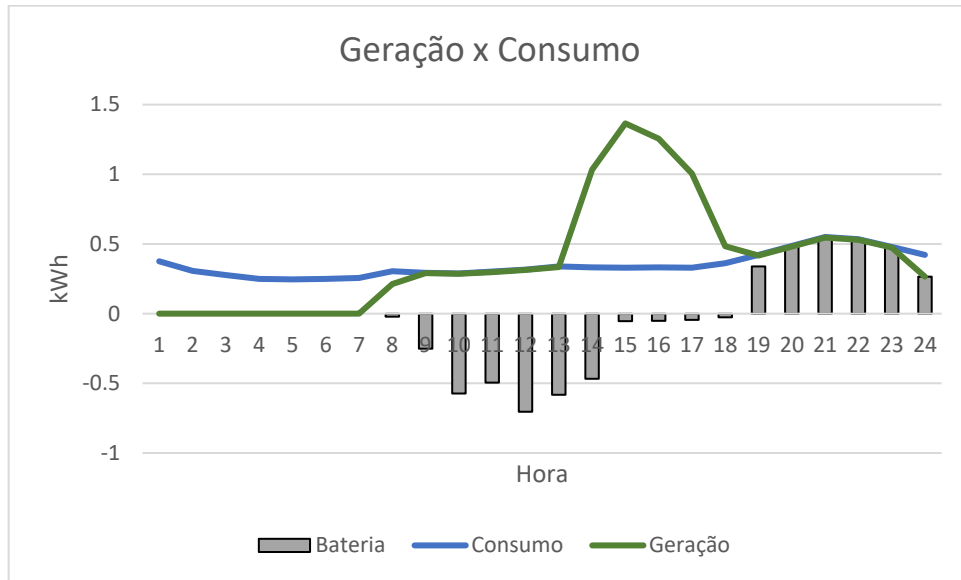
#### Quadro 15 – Adicional de Baterias

Item	Preço Unitário	Quantidade	Preço Final
Placa Cannadian Solar	R\$ 999,00	5	R\$ 4.995,00
Inversor Growatt	R\$ 2.819,00	1	R\$ 2.819,00
Instalação por Wp	R\$ 1,25	2063	R\$ 2.578,75
Banco de Bateria Lítio	R\$ 12.778,00	1	R\$ 12.778,00
Total:			R\$ 23.170,75

Fonte: Autor (2021).

A partir da simulação do SFH com o software SAM é possível gerar o gráfico de geração e consumo, com o adicionais das cargas e descarga de bateria, conforme o Gráfico 3.

**Gráfico 3 – Geração e Consumo**



Fonte: Autor (2021).

Como é possível observar, existe menos energia injetada na rede, uma vez que parte dessa energia que seria injetada está sendo usada para carregar a bateria, das 8h00 às 15h00. Após as 19h00 a bateria começa a descarregar na carga, para que não haja energia fornecida pela rede nos horários de pico e intermediário.

O Quadro 16 mostra os valores das faturas elétricas de cada mês, assim como os créditos disponíveis.

**Quadro 16** – Valores Mensais das Faturas Elétricas

Mês	TC		TB	
	Fatura (R\$)	Créditos (kWh)	Fatura (R\$)	Créditos (R\$)
Janeiro	31,10	269,430	29,64	151,92
Fevereiro	34,16	306,835	31,25	172,68
Março	31,22	353,329	29,73	200,36
Abril	33,80	286,349	31,64	159,77
Mai	31,93	251,453	30,25	138,49
Junho	30,36	254,563	31,64	140,07
Julho	30,42	275,084	29,12	152,15
Agosto	36,87	275,084	37,72	86,02
Setembro	30,79	275,084	29,40	69,49
Outubro	31,63	275,084	29,05	38,67
Novembro	29,17	294,843	28,18	50,87
Dezembro	30,32	467,060	29,04	155,51
<b>Total:</b>	<b>R\$ 381,78</b>	<b>467,060</b>	<b>R\$ 366,65</b>	<b>R\$ 155,51</b>

Fonte: Autor (2021).

Neste cenário, a TB já se mostra mais lucrativa ao longo dos anos, justamente pelo fato das baterias fornecerem a energia para o consumidor nos horários de pico e intermediário, além de gerar mais créditos comparado ao cenário 2 com TB. Pode-se observar que tanto para a TC quanto para a TB os valores ficaram muito próximo da taxa mínima de disponibilidade, isso se dá pela baixa quantidade de energia consumida da rede, comprovando que é mais lucrativo armazenar em bateria do que armazenar na rede por meio de créditos. Um dos fatores que influenciam nessa diferença é o desconto do ICMS no valor da energia injetada.

O Quadro 17 faz uma comparação desse cenário com os cenários anteriores, mostrando os valores de fatura anual e payback simples.

**Quadro 17** – Comparação dos Cenários 1 e 3.

	Cenário 1		Cenário 3	
	TC	TB	TC	TB
<b>Gasto Anual</b>	R\$ 2.039,49	R\$ 2.178,15	R\$ 381,78	R\$ 366,65
<b>Economia Anual</b>	R\$ 0,00	-R\$ 138,66	R\$ 1.657,71	R\$ 1.672,84
<b>Investimento</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 23.170,75	R\$ 23.170,75
<b>Payback</b>	0	0	13,97 anos	13,85 anos

Fonte: Autor (2021).

Nesse comparativo, o cenário mais lucrativo é o cenário 3 com TB, uma vez que o sistema FV é projetado para 25 anos e o banco de baterias para aproximadamente 16 anos.

Por fim, é comparado o cenário 3 com TB com o cenário 2 com TC. O Quadro 18 mostra os resultados desse comparativo.

**Quadro 18** – Comparação dos Cenários 2 e 3.

	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
	<b>TC</b>	<b>TB</b>
<b>Gasto Anual</b>	R\$ 497,75	R\$ 366,65
<b>Economia Anual</b>	R\$ 0	R\$ 131,09
<b>Investimento</b>	R\$ 0	R\$ 12.778,00
<b>Payback</b>	0 anos	97 anos

Fonte: Autor (2021),

Com esses valores, é possível verificar que apesar do cenário 3 com TB possuir uma maior economia anual, são necessários 97 anos para o investimento no banco de baterias se tornar lucrativo, além disso, a vida útil do banco de baterias é de apenas 16 anos.

O SFH não se mostrou um sistema atraente para este tipo de consumidor, que possui um consumo de energia elétrica mensal relativamente baixo. É importante ressaltar de que, para cada UC que deseja avaliar qual será melhor investimento, deve-se fazer uma nova análise, seguindo os passos desse trabalho. Além disso, o SFH oferece uma maior confiabilidade ao sistema, uma vez que quando a rede cair, as baterias podem alimentar a carga, ao contrário do SFV que ao enfrentar o mesmo problema com a rede deve parar de alimentar a carga também.

Esse benefício citado é difícil de ser capitalizado, mas é um bom argumento para consumidores como fábricas ou usinas que cada hora perdida de produção pode gerar grandes custos e geralmente utilizam o gerador a diesel como sistema de *backup* energético. Por último, ainda será possível interligar os sistemas de armazenamento de energia como o SFH e um carro elétrico, com um comunicador inteligente que gerencie a energia para diminuir cada vez mais a dependência da rede.

## 5 CONCLUSÃO

Como o sistema elétrico brasileiro se encontra em constante expansão devido ao consumo elevado de energia elétrica em determinados períodos, há um grande investimento em métodos como a TB ou de armazenamento de energia para evitar esses picos de consumo. Uma vez que o consumidor residencial compõe, em torno de 25% do mercado de energia de baixa tensão, é o principal foco da TB.

Este trabalho teve como estudo três cenários para um mesmo consumidor, pertencente ao grupo B1, com a curva de carga típica da região sul e um gasto anual com a TC de R\$ 2.039,49 e de R\$ 2.178,15 para a TB. O cenário 2 com o sistema SFV e a TC se mostrou o mais economicamente viável dentre todos, com um *payback* de 6,74 anos. Isso mostra que para esse tipo de consumidor, a TB não é recomendável.

Ao utilizar um banco de bateria (cenário 3) para alterar a curva de carga vista pelo medidor, foi possível observar que na comparação entre a TC e TB, a TB é mais vantajosa, mostrando que existem topologias onde ela se encaixa, mas, para esse estudo, ainda não é recomendável devido ao alto investimento. Com isso é possível concluir que sem uma alteração dos hábitos do consumidor a TB ainda não é atrativa para o perfil de consumidor deste trabalho.

Para um futuro próximo é esperado que o sistema de armazenamento se torne cada vez mais comum, diminuindo o preço de venda dos bancos de bateria, e com isso, a inserção da TB se mostrará mais viável. Além disso, há uma mudança nos hábitos de consumo devido a pandemia da COVID-19, alterando constantemente a curva de carga.

## 6 REFERÊNCIAS

1. \_\_\_\_\_. Resolução Normativa Nº. 482/2012. Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. ANEEL, 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 11 de março de 2021.
2. \_\_\_\_\_. Resolução Normativa Nº. 687/2015. Altera a resolução normativa nº 482/2012 e os módulos 1 e 3 do PRODIST. ANEEL, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 11 de março de 2021.
3. AISLAN ANTONIO FRANCISQUINI. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira –SP, 2006.
4. ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Bandeiras Tarifárias. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 30 de março de 2021.
5. ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Entendendo a Tarifa. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>. Acesso em: 30 de março de 2021.
6. ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Tarifa Branca. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 30 de março de 2021.
7. BRASIL. Decreto Nº 52.964, de 30 de Março de 2016. Porto Alegre, RS, 30 mar. 2016. Disponível em <<http://minasenergia.rs.gov.br/upload/arquivos/201701/25113447-dec-52-964.pdf>>. Acesso em abril 2021.
8. BARIN, A. et al. Seleção de fontes alternativas de geração distribuída utilizando uma análise multicriterial baseada no método AHP e na lógica Fuzzy. Revista SBA Controle e Automação, v. 21, n. 5, p. 477-486. 2010.
9. CAMARGO, V. G. O. Medidores Inteligentes – O Primeiro Passo em Direção às Redes Inteligentes. 2011. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2011.
10. CGEE – CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. Brasília, 2012.

11. CUNHA, M. V. Estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda Aplicadas aos Consumidores de BT Considerando a Tarifa Branca e a Geração Distribuída. 2016. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.
12. FRANCISQUINI, A. A. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira – SP, 2006.
13. FIGUEIRO, 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) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.
14. GALDINO, M. A e LIMA, J. H. G. PRODEM – O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Congresso Brasileiro de Energia. 2002.
15. GERALDI, D. Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes. 2013. 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.
16. GONÇALVES, S. R. S. Metodologia para Mensuração do Impacto do Potencial de Geração Fotovoltaica no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo. 2017. 43 141 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação) – Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
17. LEMOS, I. P. Medidor De Energia Para Avaliação Da Adesão Da Tarifa Branca Em *Smart Grids*. 2017. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) – Programa de Pós-Graduação em engenharia elétrica
18. SANTOS, L. L. C. Metodologia para Análise da Tarifa Branca e da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Consumidores Residenciais de Baixa Tensão. 2014. 91 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.
19. SOLAR C. – Projetos de energia solar com armazenamento em baterias: off-grid, híbridos e backup. São Paulo, 2021.
20. TALITA, T. Estudo De Viabilidade Econômica De Adesão À Tarifa Branca Para Consumidores Residenciais Com Geração Distribuída fotovoltaica. 2017. Trabalho De Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

