

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO E SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA REDUÇÃO DE CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA DE CLIENTES
DO GRUPO A**

Por

Alice Pacheco Caurio

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, maio de 2021.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO E SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA REDUÇÃO DE CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA DE CLIENTES
DO GRUPO A**

Por

Alice Pacheco Caurio

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Flavio Antônio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof.^a Dr.^a Mariana Resener

Banca examinadora:

Prof. Dr. Maicon Jaderson Silveira Ramos – DELET / UFRGS

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS

Prof.^a Dr.^a Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, maio de 2021.

DEDICATÓRIA

Dedico todo este trabalho aos meus pais Sandra e João Carlos, que não está mais presente, pois graças aos esforços deles hoje posso concluir meu curso.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul por ter me proporcionado um ensino de qualidade e gratuito, assim como todos os professores da instituição que colaboraram para meu aprendizado durante a graduação.

À Prof.^a Dr.^a Mariana Resener, que me orientou durante toda a elaboração deste trabalho, sempre dedicando sua atenção e compreensão em todos os momentos solicitados.

Aos colegas da Empresa YOUNG ENERGY COMERCIO DE ENERGIA SOLAR, que me auxiliaram e auxiliam no conhecimento de sistemas solares, assim como no desenvolvimento de projetos elétricos. Em especial gostaria de agradecer ao Eng. Pedro Gomes Spohr, por toda dedicação durante meu estágio, e também à minha colega de graduação e estágio, Ana Carolina Marcon, por toda a parceria durante esses anos.

À minha família, por sempre estarem ao meu lado e por não me deixarem desanimar em nenhum momento, em especial a minha mãe Sandra, ao meu pai João Carlos, que não está mais presente, e aos meus irmãos Denise e Flávio.

Por fim, a todos meus colegas de curso, que sempre estiveram presentes durante toda trajetória na UFRGS.

CAURIO, A. P. **Análise da aplicação de sistemas de armazenamento para redução de custos de energia elétrica de clientes do grupo A.** 2021. 25 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade de redução de gastos com energia elétrica dos consumidores do grupo A, através da instalação do Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) com e sem acumulação de energia em baterias, buscando reduzir o consumo de energia em horário de ponta. A necessidade de armazenar energia visando o consumo nesse horário ocorre porque, para clientes do Grupo A, a tarifa de energia no horário de ponta é maior que a da energia em fora ponta, chegando a ser cerca de quatro vezes maior. Devido a diferença de valor entre os postos tarifários do Grupo A, muitos consumidores optam por usar de forma conjunta a energia das distribuidoras e de geradores a diesel no horário de ponta ou, até mesmo, utilizam apenas geradores durante esse posto tarifário. Almejando uma alternativa mais sustentável, buscou-se opções para reduzir o consumo em horário de ponta. O consumidor analisado é um microgerador e possui um SSFV, de 74,6kW instalados. As propostas apresentadas são: (i) expandir o sistema já instalado com o objetivo de converter para horário de ponta o excedente gerado em fora ponta; e (ii) a utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE), que visam atender o consumo total no horário de ponta, em que a energia apresenta custo mais elevado. Por fim, a viabilidade econômica depende da diferença de preço da energia na ponta e fora da ponta, da depreciação do sistema e do custo das baterias do SAE, por se tratar de uma tecnologia ainda em desenvolvimento.

PALAVRAS-CHAVE: Grupo A, Horário de Ponta, Energia fotovoltaica, Sistemas de armazenamento de energia.

CAURIO, A. P. **Analysis of the application of storage systems to reduce electricity costs for Group A customers**. 2021. 25 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

This work aims to analyze the viability of reduction of costs with electric energy of group A consumers, through the installation of a Solar Photovoltaic System (SSFV) with and without accumulation of energy in batteries, seeking to reduce energy consumption during peak hour. The need to store energy for consumption at this time occurs because, for Group A customers, the energy tariff at peak hours is higher than that at off-peak hours, reaching up to four times higher. Due to the difference in pricing between the Group A tariff stations, many consumers choose to use the energy from the distribution system and diesel generators during peak hours, or even use only generators during this tariff hour. Aiming for a more sustainable alternative, options were sought to reduce consumption during peak hours. The consumer analyzed is a microgenerator and has an SSFV of 74.6 kW installed. The proposals presented are: (i) to expand the system already installed in order to convert the surplus generated at off-peak to peak hours; and (ii) the use of energy storage systems (ESS), which aim to meet the total consumption during peak hours, when energy has a higher cost. Finally, economic viability depends on the difference in the price of energy at peak and off peak hours, the depreciation of the system and the cost of the ESS batteries, as it is a technology that is still under development.

KEYWORDS: Group A, Peak Hour, Photovoltaic Energy, Energy storage systems.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	Modalidade tarifária	3
2.2	Postos tarifários	4
2.3	Otimizador de Potência	4
2.4	Sistema de compensação de energia elétrica.....	6
2.4.1	Faturamento de UC integrante do sistema de compensação de energia elétrica.....	6
2.5	Baterias.....	7
2.5.1	Baterias de chumbo ácido	8
2.5.2	Baterias de Lítio	8
2.5.3	Baterias em SSFV	8
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	9
3.1	Análise do histórico de consumo.....	9
3.1.1	Energia consumida em horário de ponta	10
3.1.2	Dimensionamento do banco de baterias	10
3.1.3	Arranjo em série das baterias.....	11
3.1.4	Arranjo em paralelo das baterias	11
4	ESTUDO DE CASO	12
4.1	Descrição dos casos base e atual	13
4.2	Descrição do Caso 1	14
4.3	Descrição do Caso 2 e seus cenários	16
4.4	Cenários.....	17
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	18
5.1	Avaliação do Caso 1	19
5.2	Avaliação dos cenários do Caso 2.....	20
5.3	Análise Comparativa	22
6	CONCLUSÃO	25

1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento das conexões de Geração Distribuída (GD) com fontes renováveis, como eólica e solar, a importância dos sistemas de armazenamento de energia (SAE) fica evidenciada em (SABOOR, 2017), e (CANHA, 2020). Essas fontes apresentam um comportamento variável e, portanto, produzem energia não necessariamente quando há demanda. O armazenamento de energia ainda representa um desafio tecnológico, porém as pesquisas indicam que este recurso é promissor na otimização da operação e planejamento dos sistemas elétricos (CANHA, 2020). No caso de sistemas de distribuição de energia elétrica, o advento das redes inteligentes e o aumento do número de conexões de GDs de pequeno e médio portes evidenciam os benefícios que o armazenamento de energia pode trazer tanto do ponto de vista da distribuidora, quanto do cliente.

O potencial das tecnologias de armazenamento para reduzir custos foi avaliado em Energy Storage Panel (2013), onde é possível verificar várias oportunidades para a implantação de SAE que beneficiam o sistema elétrico. Por exemplo, a utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE) traz a oportunidade de gerenciamento da operação das redes de distribuição através do armazenamento de energia oriunda de Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) para consumo em horários de maior carregamento da rede. Ainda, do ponto de vista de grandes consumidores com GD com fonte intermitente, a implantação de SAE representa uma oportunidade de redução de custos com energia elétrica, uma vez que torna possível o gerenciamento de quando a energia armazenada deve ser utilizada.

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) 2020, a geração de energia elétrica através de SSFV cresceu 92,2% no Brasil, de 3.461 GWh em 2018 para 6.655 GWh em 2019. Esse crescimento também pode ser percebido no estado do Rio Grande do Sul, o qual já possui uma quantidade expressiva de SSFV em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e até mesmo em unidades atendidas em média tensão.

Atualmente, de acordo com o sistema de compensação de crédito estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) via Resolução Normativa 687/2015, as unidades consumidoras (UCs) podem usar a rede de distribuição para armazenar energia elétrica excedente, podendo utilizá-la em outro momento como créditos registrados ou em outra UC como geração remota. De acordo com a resolução 687/2015, a compensação de créditos só é possível para mesmo horário tarifário ou através de ajustes da tarifa mais baixa para a tarifa mais alta. Tais critérios tornam atrativo a possibilidade de armazenamento de energia para utilização em horários com tarifa mais alta.

No Brasil, em clientes do Grupo A aplicam-se os postos tarifários ponta e fora ponta. Esses são determinados pelas concessionárias de energia e devem ser revisados periodicamente a cada 4 ou 5 anos, de acordo com a Resolução Normativa (REN) nº 479/2012, art. 59, e os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (ANEEL, 2011). Considerando que atualmente a relação entre as tarifas ponta e fora ponta é de aproximadamente quatro vezes (tomando as distribuidoras RGE e CEEE-D como referências), para clientes do Grupo A pode ser especialmente interessante encontrar uma forma de usar no horário de ponta uma energia com custo menor em relação à tarifa cobrada pela concessionária naquele posto tarifário. Visando reduzir os gastos com energia no horário de ponta, muitos clientes utilizam geradores a diesel, os quais, além de poluírem o meio ambiente, estão sujeitos a alterações de preços dos combustíveis.

Uma alternativa à utilização de geradores a diesel no horário de ponta é a utilização de SAE e geração de energia através de SSFV. Através de um sistema automatizado que gerencia de forma conjunta baterias e SSFV, é possível armazenar a energia elétrica gerada no horário fora de ponta e consumi-la no horário de ponta, ou ainda definir estratégias de controle de carga e descarga do conjunto de baterias que resultem na redução dos custos com energia elétrica em uma UC. Cabe ressaltar que este tipo de alternativa atualmente ainda requer um investimento alto, entretanto apresenta vantagens de não depender de preços de combustíveis e de não gerar poluição ambiental.

A utilização de geradores sempre foi uma das alternativas mais cogitadas para fornecimento de energia nos horários em que a tarifa é mais cara. Entretanto a poluição ambiental causada pela queima do óleo diesel pode ser considerada o principal problema ambiental oriundo do uso de geradores a diesel pois resulta na emissão de gases poluentes, destacando-se o gás carbônico, o monóxido de carbono, os hidrocarbonetos totais e material particulado como fumaça e fuligem.

Dentro deste contexto, o objetivo deste trabalho é propor alternativas para a redução de consumo de energia em horário de ponta, seja com armazenamento de energia elétrica gerada pelo SSFV, através de baterias, visando o seu consumo em diferentes horários para reduzir custos com energia elétrica. E até mesmo expandindo todo o SSFV de forma que seja possível converter os créditos injetados em fora ponta para o horário de ponta. Para tanto, diferentes cenários são analisados juntamente com uma análise técnico-econômica. Através de um estudo de caso utilizando dados de uma UC com SSFV do grupo A, o SAE será dimensionado e seu custo-benefício de acordo com a estratégia de controle será avaliado. O sistema será projetado visando atender as tendências de geração/armazenamento de energia elétrica com base no perfil de consumo do cliente.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No Brasil, as unidades consumidoras (UCs) são classificadas em dois grupos, A e B, havendo diferenças nas tarifas aplicadas. Estes grupos são descritos conforme segue.

- **GRUPO A**

Unidades consumidoras da Alta Tensão, ou seja, conectadas em tensões acima de 2,3 kV (ANEEL, 2010), apresentam tarifas sobre o consumo e sobre as demandas contratadas. Caso seja utilizado uma demanda maior do que a contratada, é cobrada multa de ultrapassagem de demanda. O Grupo A é composto por indústrias e grandes complexos comerciais, apresentando os seguintes subgrupos de acordo com a tensão de atendimento:

- Subgrupo A1 – tensão de 230 kV ou maior;
- Subgrupo A2 – tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 – tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a – tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 – tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS – tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo.

- **GRUPO B**

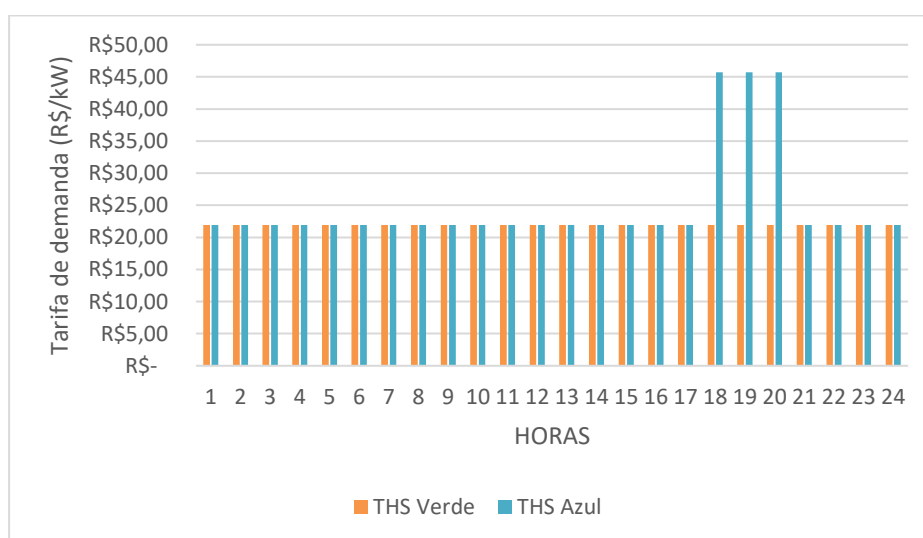
Unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão, ou seja, conectadas em tensão abaixo de 2,3 kV (ANEEL, 2010), apresentam tarifas aplicáveis apenas ao consumo. Existe um consumo mínimo que deve ser pago à concessionária, indiferente de tê-lo ou não consumido, o que representa o custo pela disponibilidade do sistema. O Grupo B é composto tipicamente por residências, comércio e imóveis rurais, apresentando os seguintes subgrupos:

- Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

2.1 Modalidade tarifária

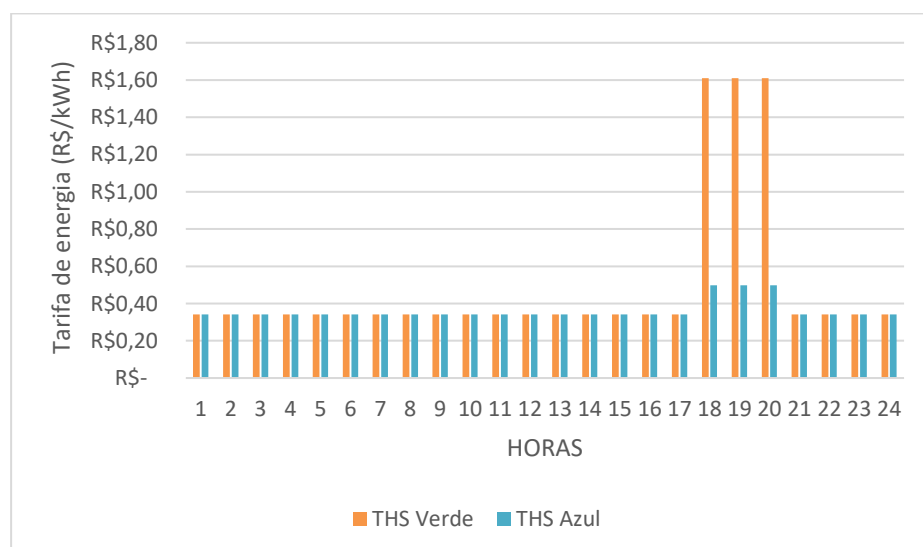
As modalidades tarifárias são definidas de acordo com os grupos tarifários, seguindo as especificações que foram contratadas de acordo com a REN nº 479/2012 e no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. No grupo A, a tarifação de consumo é binômica, chamada de tarifas horo sazonal (THS), podendo ser verde ou azul. As Figuras 2.1 e 2.2 mostram de forma ilustrativa as modalidades horárias do Grupo A, de acordo com as tarifas praticadas pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (CEEE,2020).

Figura 2. 1 – Tarifas de demanda contratada do subgrupo A4, em R\$ sem impostos, para as modalidades tarifárias verde e azul.



Fonte: Autora (2021).

Figura 2. 2 – Tarifas de energia consumida do subgrupo A4, em R\$ sem impostos para as modalidades tarifárias verde e azul.



Fonte: Autora (2021).

Conforme mostram as Figuras 2.1 e 2.2, a THS Verde apresenta uma única tarifa de demanda de potência e tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). A THS Verde é permitida para UCs dos subgrupos A3a, A4 e AS. Já a THS Azul apresenta tarifas diferenciadas para demanda de potência e para consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Esta modalidade tarifária é opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS e obrigatória para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3.

No grupo B, a tarifação de consumo é dada de duas formas: tarifa convencional monômnia e tarifa branca. Na tarifa convencional monômnia, tem-se tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Já a tarifa branca é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), não estando disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

2.2 Postos tarifários

Na seção 2.1 foram apresentadas as modalidades tarifárias, entretanto, para sua melhor compreensão é necessário conhecer os postos tarifários e como são aplicados. Atualmente há quatro postos tarifários: horário de ponta, horário intermediário, horário fora de ponta e o horário especial, sendo este último utilizado apenas pela subclasse rural. O grupo A adota apenas dois postos tarifários: horário de ponta e de fora de ponta. Já os optantes pela modalidade tarifária branca do Grupo B adotam três, os de horário de ponta, intermediário e de fora de ponta.

De acordo com a Resolução Normativa (REN) nº 479/2012, art. 59, e os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, as distribuidoras são responsáveis pela definição dos postos tarifários, os quais devem ser revisados periodicamente a cada 4 ou 5 anos, de acordo com o processo de revisão tarifária periódica da distribuidora. Os postos tarifários possuem as seguintes características:

- horário de ponta ou posto de ponta: período diário de 3h consecutivas aplicado somente em dias úteis, ou seja, não é aplicado nos sábados, domingos e feriados nacionais;
- horário intermediário ou posto intermediário: aplicado somente a clientes do grupo B que optam pela tarifa branca. Pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta;
- horário fora de ponta ou posto fora de ponta: período do dia composto pelas horas consecutivas não compreendidas pelo horário de ponta e intermediário;
- horário especial ou período reservado: aplicada somente aos consumidores da subclasse rural irrigante ou aquicultura.

2.3 Otimizador de Potência

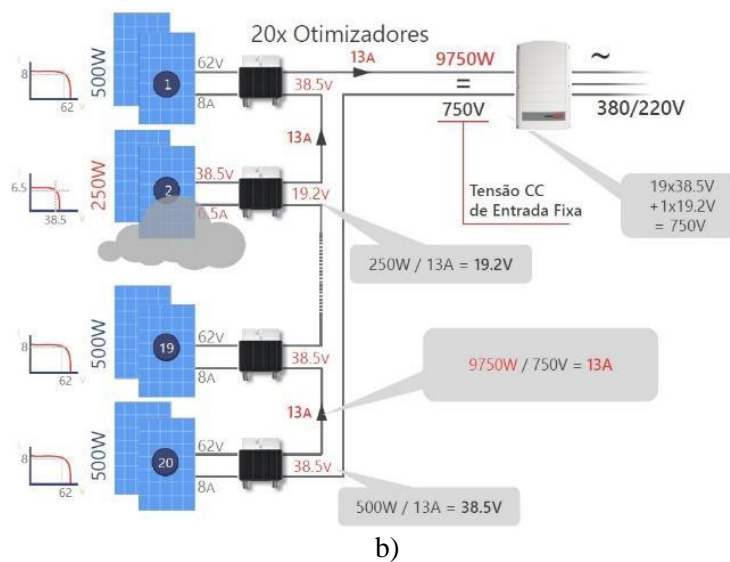
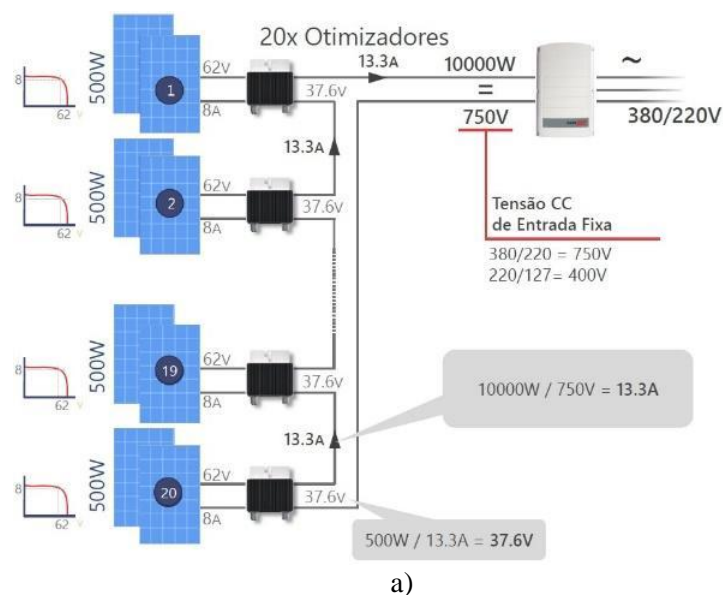
Para SSFV os otimizadores de potência funcionam como dispositivos cuja principal função é reduzir as perdas de energia, aumentando a eficiência do sistema. As perdas normalmente ocorrem devido à sujeira, sombreamento e envelhecimento. O aumento de eficiência se dá, pois, cada otimizador tem, de forma individualizada, um sistema de rastreamento da máxima potência (MPPT - *maximum power point tracking*).

Com a utilização dos otimizadores, é possível instalar em uma mesma *string box*, módulos de potências diferentes, e até mesmo com inclinações e orientações distintas. *String box* é um dos equipamentos de proteção da parte CC do sistema, o qual dispõe de proteção contra sobretensão e sobrecorrente e permite o seccionamento do circuito, fazendo a ligação entre os módulos e inversor.

O otimizador de potência nada mais é que um conversor de CC-CC, sendo que alguns modelos devem ser conectados um a cada módulo, outros podem ser conectados em até dois módulos. Os otimizadores utilizados no estudo de caso deste trabalho são da marca Solaredge, que conta com uma plataforma de rastreamento onde é possível verificar o rendimento de cada conjunto módulo-otimizador.

Na Figura 2. 3, é possível perceber que a redução de geração de energia de um módulo ou mais, que está sendo afetado por sombreamento, efeito de sujeira, entre outros, não afeta a geração de energia dos demais módulos que estão na mesma *string box*.

Figura 2. 3 – Esquema do funcionamento do conjunto otimizador/módulo. a) Em condições ideais e b) com sombreamento



Fonte: Solaredge

A potência de cada módulo apresentado na Figura 2.3, é de 500W, e a figura mostra que os otimizadores de potência rastreiam os valores de corrente e tensão de operação ideais para fornecerem a

potência mais próxima da nominal do módulo, sendo cada conjunto módulo/otimizador independente. Na Figura 2.3 a), é possível ver o sistema funcionando de forma ideal, onde todos os módulos estão operando de forma ideal fornecendo 10kW, a tensão CC de entrada do inversor apresentado na figura em questão é de 750V, logo a corrente nos sistemas é 13,33A. Já na Figura 2.3 b), o sistema está sofrendo ação do sombreamento, e os módulos que estão sendo sombreados reduziram a sua potência de geração em relação aos outros, para esta nova configuração de funcionamento a potência fornecida total é de 9,75kW, desta forma o sistema se reconfigura para continuar injetando 750V no inversor, e para isso a nova corrente do sistema reduz para 13A.

2.4 Sistema de compensação de energia elétrica

De acordo com a Resolução Normativa 687/2015, que estabelece as normas a respeito da compensação de crédito, criada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é considerado como sistema de compensação de energia elétrica o “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa”.

A compensação dos créditos gerados pode ocorrer na própria UC onde está instalada a micro ou minigeração distribuída (MGD), ou em outras UCs, de acordo com as seguintes classificações:

- geração compartilhada: consumidores de uma mesma área de concessão, por meio de um consórcio ou cooperativas formadas tanto por pessoa física ou jurídica que possua uma UC micro ou minigeradora em um local distinto das UCs da área de concessão;
- autoconsumo remoto: caracterizado por UCs com mesmo titular, seja pessoa física, jurídica, matriz ou filial, que possua uma UC micro ou minigeradora em uma local distinto, que irá conceder os créditos às demais unidades. Vale ressaltar que todas as UCs envolvidas devem estar na mesma área de concessão;
- empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

2.4.1 Faturamento de UC integrante do sistema de compensação de energia elétrica

A energia ativa a ser faturada em UCs com MGD é dada pela diferença entre a energia consumida e a injetada, levando em consideração a energia remanescente de ciclos de faturamentos anteriores, quando for o caso. O montante de energia ativa que não foi consumida pela UC geradora pode ser compensada por UCs beneficiárias, desde que tenham sido registradas de acordo com o enquadramento, como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto. Cabe ressaltar que a energia elétrica ativa a ser faturada em UCs beneficiárias é a energia consumida, deduzidos eventuais créditos de energia, por posto tarifário, quando for o caso e considerando os componentes tarifários em R\$/MWh. Quando não houver UCs beneficiárias o excedente de energia gerada ficará como créditos para meses posteriores, havendo o prazo de 60 meses para serem consumidos, de acordo com ANEEL, 2015.

Conforme o Caderno de Micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2016), a compensação de energia elétrica ocorre primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e posteriormente nos demais postos tarifários, levando em consideração os valores das tarifas de energia (TE). Ou seja, em caso de sobra, o saldo excedente passará por um fator de ajuste para poder ser compensado em outro posto tarifário.

O fator de ajuste é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa, a TE – Tarifa de Energia, do posto horário que há o excesso, pelo TE do posto horário que se deseja que haja a compensação. Por exemplo, o fator de correção para compensar a energia excedente de horário de fora ponta para a energia de ponta pode ser obtido por:

$$\text{Fator de correção} = \frac{TE_{FP}}{TE_P}, \quad (2.1)$$

onde TE_{FP} é a tarifa fora ponta e TE_P a tarifa em horário de ponta, ambas em R\$/kWh.

Para o fator de correção do excedente de ponta para fora ponta, é feito o inverso apresentado na equação (2.1). O fator de correção encontrado é multiplicado pelo excedente em kWh/mês, e o consumo corrigido é subtraído do consumo que se deseja reduzir.

2.5 Baterias

Baterias ou acumuladores são elementos que tem a função de armazenar energia para entregá-la posteriormente. Em SSFV, a energia elétrica armazenada resulta da conversão da energia solar incidente nos módulos fotovoltaicos e fica armazenada até o momento em que geração do sistema for nula (noite), ou insuficiente (períodos de baixa irradiância). Ou seja, o uso de baterias em SSFV auxiliam na redução das flutuações da energia solar (CAMARGO, 2014). Entretanto, há alguns requisitos que devem ser considerados em SAE em aplicações fotovoltaicas:

- alta eficiência energética e autodescarga;
- longa vida útil;
- baixa manutenção;
- operação simples.

Em SAE fotovoltaicos são usadas baterias recarregáveis, pois essas apresentam constituição química que permite reações reversíveis. Ou seja, é possível recuperar a composição química inicial preparando-as para um novo ciclo de operação. Conforme Pinho et al. (2014), as baterias são classificadas de acordo com a aplicação, podendo ser: automotivas, tração, estacionárias e fotovoltaicas. A última será abordada neste trabalho.

Entre as baterias mais utilizadas em SFV, pode-se destacar: baterias de chumbo-ácido; baterias de hidreto metálico (Ni-HM) e baterias de lítio/íon/polímero/metal líquido (Li). Na Tabela 2. 1 é possível comparar esses três tipos de baterias, de acordo com suas principais características.

Tabela 2. 1 - Comparação entre distintas tecnologias de acumulação de energia, onde ++: muito bom, +: bom, *: satisfatório, -: ruim.

Característica	Chumbo-Ácido	Ni-MH	Li
Segurança	+	*	-/*
Energia específica	-	+	++
Potência específica	+	++	+
Custos específicos	+	-	*
Reciclável	++	*	*

Fonte: Jossen et al, 2004

As baterias de chumbo ácido são as mais utilizadas em SAE (Jossen et al, 2004), mesmo com a desvantagem de apresentar baixa energia específica, sendo essa a energia por unidade de massa da fonte de Energia [Wh/Kg]. E a potência específica por sua vez é a potência disponível por unidade de massa [W/Kg]. Por outro lado, baterias de lítio podem ser consideradas novas tendências devido a maior eficiência, maior vida útil e maior profundidade de descarga, embora apresentem maiores custos (Pinho et. al, 2014). Devido a estes fatores, neste trabalho são considerados apenas acumuladores de chumbo ácido e lítio nos cenários estudados.

2.5.1 Baterias de chumbo ácido

De acordo com Pinho, 2014, células Chumbo-ácido (Pb-ácido) são a tecnologia de armazenamento de energia de menor custo por Wh atualmente disponível no mercado para aplicação em sistemas fotovoltaicos. Para maior durabilidade, é aconselhado que seja respeitada a descarga rasa, ou seja, uma profundidade de descarga máxima inferior a 20% na ciclagem diária.

Um dos maiores problemas da bateria de chumbo-ácido é ambiental. O chumbo é um metal pesado e tóxico, e a densidade de energia de baterias de Pb-ácido é baixa. Por outro lado, baterias deste tipo têm a vantagem de ter um preço relativamente favorável, um potencial vida útil longo, baixa autodescarga e facilidade de reciclagem.

2.5.2 Baterias de Lítio

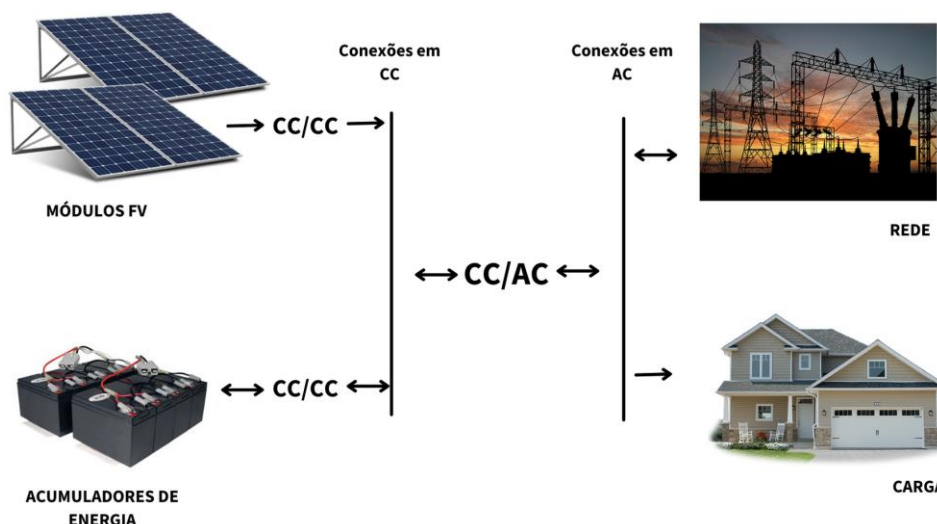
Atualmente, as baterias de íons de lítio são usadas predominantemente no mercado de produtos eletrônicos portáteis. Devido ao preço, não é comum ver a sua aplicação em armazenamento de energia em automóveis e em aproveitamento das fontes de energias renováveis, entretanto esse cenário está mudando nos últimos anos. As baterias íons de lítio atingem uma eficiência (no processo de carga e descarga) de quase 100%, enquanto que para baterias de chumbo-ácido essa eficiência é de aproximadamente 80%. (Camargo, 2014). De acordo com Pinho et al., (2014), a maioria das baterias de lítio atingem uma vida cíclica de 3000 ciclos com profundidade de descarga de 80%.

2.5.3 Baterias em SSFV

É importante salientar que, no Brasil, sistemas solares conectados à rede não devem funcionar quando ilhados, ou seja, todo SSFV deve se desligar imediatamente após ocorrer a falta de energia elétrica da rede em que está ligado. A RN Aneel 782/2012, que trata das condições de acesso de micro e minigeração, exige proteção contra ilhamento, e os inversores devem ter certificados que comprovem que passaram por testes com o ensaio ABNT NBR IEC 62116:2012.

Na Figura 2. 4, é apresentado o esquema de funcionamento do SAE associado a um SSFV. Nela é possível verificar que há uma divisão entre a parte CC e CA, bem como a direção do fluxo do sistema.

Figura 2. 4 - Esquema de funcionamento do SAE.



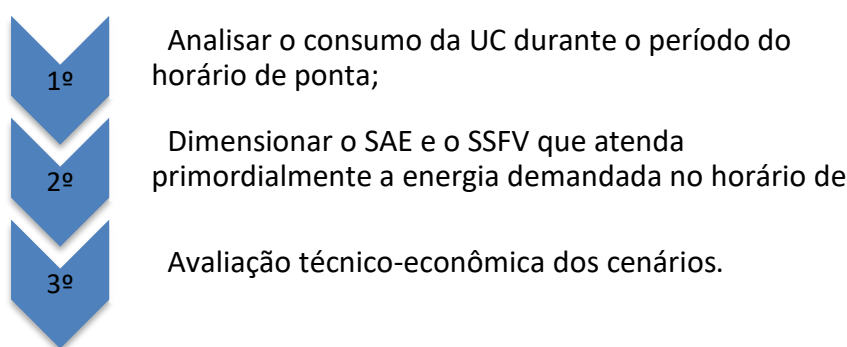
Fonte: Autora.

É possível observar na figura acima, o esquema de ligação entre as baterias, sistema fotovoltaico, rede elétrica da distribuidora e carga do consumidor. Tanto as baterias como os painéis solares trabalham em CC, já as cargas residências e da rede operam em CA, logo é indispensável o uso de inversores CC/CA em sistemas de acumulação de energia. O inversor do sistema da Figura 2.4 tem entrada para ligação com os módulos e com as baterias, e por ser um inversor *on grid*, deve ser testado para anti ilhamento.

3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

A metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser aplicada a qualquer unidade consumidora pertencente ao grupo A, optante pela modalidade tarifária THS Azul ou THS Verde. Para facilitar o entendimento, as etapas são descritas nesta seção utilizando dados reais de uma UC da região Sul do Brasil, localizada na área de concessão da CEEE-D. A Figura 3. 1, ilustra as etapas da metodologia.

Figura 3. 1 – Etapas da metodologia.



Fonte: Autora (2021)

3.1 Análise do histórico de consumo

A análise do histórico de consumo e demanda da UC é importante para o dimensionamento do sistema de armazenamento. Neste trabalho, está sendo considerado um consumidor pertence à modalidade tarifária do Grupo A e ao Subgrupo de Tensão A4 com tipo de tarifa THS Verde. Sua tensão e demanda contratada são, respectivamente, 13.800 V e 107 kW.

O cliente conta com uma subestação instalada de 300 kVA, ou seja, sua demanda pode ser ampliada sem precisar de um novo contrato de demanda, sendo necessário apenas um termo aditivo de demanda. Neste caso, o custo adicional será o próprio valor da demanda acrescentada, de acordo com a Resolução Normativa (REN) nº 479/2012.

O consumidor em questão é do ramo da reciclagem e se localiza na cidade de Porto Alegre/RS. Ele já conta com um sistema de microgeração que foi dimensionado de acordo com a demanda contratada. Na Tabela 3.1, são apresentadas as demandas máximas, mínimas e médias verificadas em 2019 e 2020. Como o sistema está em operação desde 23 de novembro de 2020, o mês de dezembro não é considerado nos dados da Figura 3. 1.

As demandas apresentadas na Figura 3. 1 mostram que o consumo do cliente segue um padrão, ou seja, não há variação significativa de consumo ao longo dos meses e não há variação sazonal.

Tabela 3. 1 – Comparativos das demandas do cliente no período de 2019 e 2020.

	2019	2020
Demanda contratada	107,00 kW	107,00 kW
Demanda máxima mensal	117,75 kW	110,37 kW
Demanda mínima mensal	95,19 kW	92,30 kW
Demanda média anual	103,60 kW	101,17 kW

Fonte: Autora, a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2021).

A análise desse perfil de comportamento é importante para o dimensionamento do SSFV, pois a potência instalada não deve ser superior à demanda contratada de acordo com a Resolução Normativa 687/2015. O cliente já possui um SSFV com potência instalada de 74,6 kWp, cujas características podem ser verificadas na Tabela 3. 2.

Tabela 3. 2 – Dados dos equipamentos utilizados no SSFV.

Equipamento	Quantidade
Inversor de energia de 74,6kWp	01
Módulos fotovoltaicos de 340W	294
Otimizador de potência	147

Fonte: Autora (2021)

3.1.1 Energia consumida em horário de ponta

Para o dimensionamento do banco de baterias, é necessário determinar a energia que deve ser armazenada. Como o objetivo neste trabalho não é utilizar a energia da distribuidora em horário de ponta, é necessário dimensionar um sistema que supra o consumo de energia neste horário.

A partir dos cinco primeiros meses do cliente como microgerador, foi feita a análise do seu novo perfil de consumo. Foi realizado o levantamento da energia mensal consumida em horário de ponta. Como o dimensionamento leva em consideração o período de consumo mais crítico, consequentemente a energia que deverá ser armazenada no banco de baterias deve ser suficiente para suprir o mês de maior consumo. A partir dos dados apresentados na Tabela 3. 3, e da premissa de atender o consumo mais crítico, somos levados a acreditar que a energia selecionada será a do mês de janeiro, entretanto é possível observar que este mês apresenta valores atípicos em comparação aos demais. Por apresentar valores maiores, a fatura referente a janeiro está sendo contestada pelo cliente, logo os valores de janeiro serão desconsiderados e a energia selecionada é do mês fevereiro, que foi de 13,85 kWh/dia.

Tabela 3. 3 - Dados de consumo do cliente após implementação do SSFV.

Período	Dias Faturados	Dias Úteis	Consumo da Rede [kWh/mês]		Consumo da Rede [kWh/dia]	
			Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
Dez/2020	29	19	195,00	2.408,00	10,26	83,03
Jan/2021	31	22	627,00	11.902,00	28,50	383,94
Fev/2021	31	20	277,00	3.525,00	13,85	113,71
Mar/2021	28	19	244,00	6.354,00	12,84	226,93
Abr/2021	31	23	247,00	2.792,00	10,74	90,06

Fonte: Autora a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2021).

3.1.2 Dimensionamento do banco de baterias

Conhecendo a quantidade de energia que se deseja armazenar, pode-se determinar a quantidade de baterias e a melhor forma de arranjá-las, considerando as possíveis perdas durante todo o processo. Vale ressaltar que, por estarem submetidas ao um ciclo diário de carga e descarga, é importante que os

acumuladores sejam armazenados em locais com ventilação adequada e convenientemente protegidos de intempéries (PINHO et al., 2014).

O dimensionamento do banco de baterias é feito em função da energia que deve ser armazenada, e esta por sua vez é diretamente relacionada a demanda (consumo). Há outros fatores que são considerados para o correto dimensionamento, tais como: a profundidade de descarga, a tensão de operação do banco e a sua capacidade de carga. O número de baterias organizadas em série é determinado através das tensões do banco e da bateria, enquanto que as baterias em paralelo são determinadas pela capacidade de carga.

3.1.3 Arranjo em série das baterias

Para o dimensionamento do número de baterias que devem ser associadas em série, leva-se em consideração apenas as tensões do banco e da bateria de forma individual, sendo determinado a partir da seguinte equação:

$$N_{SÉRIE} = \frac{V_{BANCO}}{V_{BATERIA}}, \quad (3.1)$$

onde $N_{SÉRIE}$ representa o número de baterias associadas em série, V_{BANCO} a tensão do banco de baterias e $V_{BATERIA}$ a tensão da bateria.

A tensão do banco de que deve ser considerada é a tensão de entrada no inversor, enquanto a tensão da bateria trata-se da tensão de descarregamento da mesma.

3.1.4 Arranjo em paralelo das baterias

Para o dimensionamento do número de baterias em paralelo, deve-se conhecer a energia em Wh/dia que será armazenada, sendo também necessário conhecer a energia máxima consumida e a profundidade de descarga da bateria, determinadas a partir das seguintes equações:

$$EA_{C20} = \frac{E_C \times N_{DIAS}}{P_D}, \quad (3.2)$$

$$CB_{C20} = \frac{EA_{C20}}{V_{BANCO}}, \quad (3.3)$$

$$N_{PARALELO} = \frac{CB_{C20}}{C_{BATERIA}}, \quad (3.4)$$

onde:

EA_{C20} energia armazenada no banco de baterias para um regime de descarga de 20 horas [Wh];

E_C energia máxima consumida [Wh/dia];

N_{DIAS} número de dias de autonomia do banco de baterias, no Brasil varia entre 2 e 4 dias, não sendo menos que 2;

P_D profundidade de descarga, varia para cada tipo de bateria [%];

CB_{C20} capacidade do banco de baterias para 20h [Ah];

$C_{BATERIA}$ capacidade da bateria [Ah];

$N_{PARALELO}$ número de baterias associadas em paralelo.

A autonomia do banco de baterias pode ser estimada de forma empírica, conhecendo o número de horas de sol pleno do pior mês de radiação no ano $HSP_{MÍN}$. Considerando que são contabilizadas como horas de sol pleno apenas as horas em que a radiação solar é constante e maior ou igual a $1000W/m^2$, a autonomia do banco de baterias pode ser estimada, de forma empírica de acordo com a Equação (3.5) (PINHO et al., 2014):

$$N = -0,48 \times HSP_{MÍN} + 4,58. \quad (3.5)$$

De acordo com o Atlas Solarimétrico do Brasil do Ano de 2000, o $HSP_{MÍN}$ de Porto Alegre e região é de 4h e ocorre no mês de junho.

Em muitos catálogos de bateria são informadas apenas as capacidades C100 e C10, havendo a necessidade de conversão para a capacidade C20. A conversão de capacidades pode ser realizada a partir das seguintes equações:

$$CB_{C20} = 1,1 \times CB_{C10}, \quad (3.6)$$

$$CB_{C20} = 0,9 \times CB_{C100}, \quad (3.7)$$

onde CB_{C100} é a capacidade do banco de baterias para 100 h [Ah], e CB_{C10} é capacidade do banco de baterias para 10 h [Ah].

4 ESTUDO DE CASO

Conforme a metodologia apresentada na seção 3, o primeiro passo é a análise da situação atual da unidade consumidora para a qual irá ser dimensionado o sistema de armazenamento. Dessa forma, foram definidos quatro casos de estudo, a saber:

- Caso base: refere-se à análise do histórico de consumo antes de instalação do SSFV;
- Caso atual: refere-se à análise do histórico de consumo e energia injetada após a instalação SSFV;
- Caso 1: visa a redução do consumo no horário de ponta a partir da ampliação da capacidade instalada do SSFV.
- Caso 2: dimensionar um SAE, alimentado por um SSFV menor, utilizando os módulos solares acoplados a baterias.

A Tabela 4. 1, apresenta de forma resumida os casos e os períodos do histórico analisado. Para o Caso atual e o Caso 1, foi selecionado o período apresentado na Tabela 3. 3, pois é o período de operação do SSFV desde a instalação. Para o Caso base foi selecionado o período apresentado na mesma tabela, pois é o intervalo de tempo sem geração correspondente ao período com geração.

Tabela 4. 1 - Apresentação dos casos e dos períodos analisados dos mesmos.

Caso base	Caso atual	Casos 1 e 2
Consiste na apresentação dos dados de consumo do cliente em um período anterior a instalação do SSFV.	Consiste na apresentação dos dados de consumo do cliente nos 4 primeiros meses imediatos após a operação do SSFV.	Consiste na apresentação de cenários que visam a redução do consumo de energia durante o horário de ponta.
Período analisado: dez/2019 a abr/2020.	Período analisado: dez/2020 a abr/2021.	Período analisado: dez/2020 a abr/2021.

Fonte: Autora

4.1 Descrição dos casos base e atual

Na Tabela 4. 2 e na Tabela 4. 3, são apresentados os dados históricos de consumo do cliente analisado. O caso base apresenta a situação anterior à instalação do sistema de geração, enquanto o caso atual apresenta o consumo do cliente após o SSFV estar operando. Nas duas últimas colunas das Tabela 4. 2 e Tabela 4. 3, tem-se a comparação dos dois casos, que visa estimar o autoconsumo do cliente, a partir da diferença entre o consumo registrado antes do SSFV e após o SSFV. Entende-se por autoconsumo a parcela da energia consumida que foi atendida pelo SSFV, portanto não sendo registrado no sistema de medição da UC. Esta estimativa considera que a atividade desempenhada pelo cliente não prevê mudança de perfil de consumo entre os casos comparados.

Tabela 4. 2 - Dados de consumo cliente após implementação do SSFV.

Período	Caso base		Caso atual	
	Consumo [kWh/mês]		Consumo [kWh/mês]	
	Ponta	Fora ponta	Ponta	Fora ponta
Dez	657,00	14.773,00	195,00	2.408,00
Jan	705,00	15.965,00	627,00	11.902,00
Fev	745,00	17.562,00	277,00	3.525,00
Mar	698,00	15.215,00	244,00	6.354,00
Abr	713,00	14.979,00	247,00	2.792,00

Fonte: Autora a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2019,2020 e 2021).

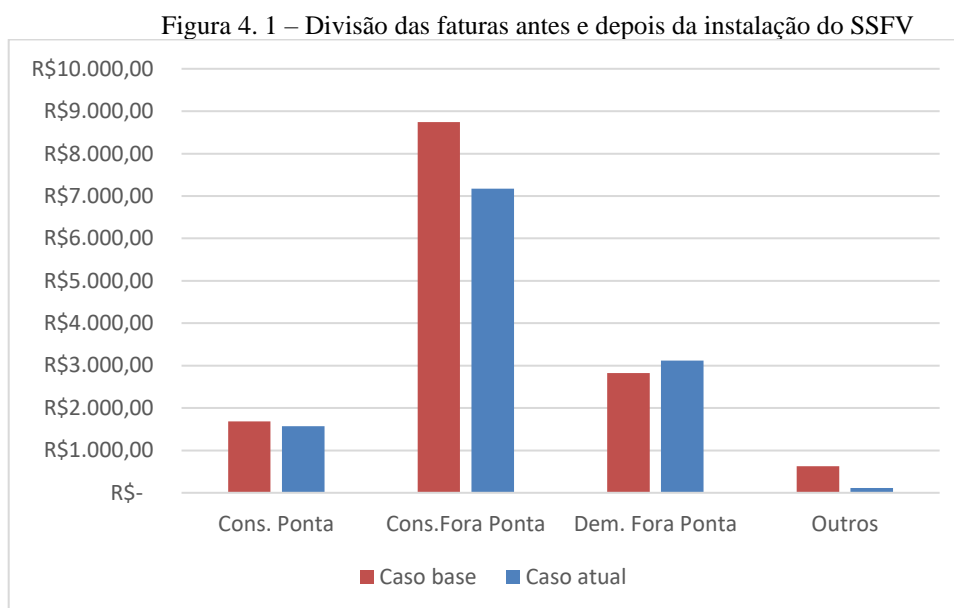
Tabela 4. 3 - Dados de máxima demanda cliente após implementação do SSFV.

Período	Caso base		Caso atual	
	Máx. Demanda [kW]		Máx. Demanda [kW]	
	Ponta	Fora ponta	Ponta	Fora ponta
Dez	47,56	97,61	13,87	77,44
Jan	19,81	97,68	13,48	79,41
Fev	22,57	96,50	13,78	88,76
Mar	24,60	108,76	16,92	94,96
Abr	24,27	109,68	14,46	78,52

Fonte: Autora a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2019,2020 e 2021).

A partir da Tabela 4. 2, é possível perceber que há geração do sistema durante o horário de ponta, das 18h às 21h, e que ocorreu consumo instantâneo e/ou injeção de energia em forma de créditos, nos horários apresentados. Este consumo deve ser levado em consideração no Caso 1, onde são avaliadas alternativas para reduzir a zero o consumo da rede elétrica em horário de ponta.

Na Figura 4. 1, é possível ver a divisão das faturas do cliente antes e depois da instalação do SSFV. A parcela de consumo de energia em Fora Ponta reduziu pela metade após a instalação do SSFV, já a parcela do consumo em Ponta se manteve estável.



Fonte: Autora a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2019, 2020 e 2021).

4.2 Descrição do Caso 1

O Caso 1 visa reduzir o consumo no horário de ponta, através da ampliação do SSFV já instalado, de tal maneira que supra toda a energia consumida do posto tarifário de ponta.

Nesse cenário considera-se que não é possível aumentar a energia gerada em horário de ponta (18h às 21h), pois durante esse período a incidência solar é reduzida. Logo, há necessidade de injetar um montante maior de energia no horário fora ponta e compensar, através de créditos, a energia consumida durante o horário de ponta. Essa premissa foi adotada porque, de acordo com o Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências (IAG) da USP, baseado nos dados do Observatório de Washington (Astronomical Applications Dept., U. S. Naval Observatory, Washington, DC 20392-5420), o horário em que o sol se põe mais tarde no ano em 2020 foi às 18h59 e isso ocorreu entre os dias 8 e 20 de janeiro, com essa observação o IAG expôs que o sol se põe antes das 18h com mais frequência ao longo de 2020.

De acordo com que foi apresentado na Seção 2.51, é necessário atender primeiro toda a energia em fora ponta, para gerar excedentes para o posto horário de ponta. No entanto, o excedente deve ser ajustado de acordo com o fator de correção, calculado a partir da Equação 2.1. De acordo com as tarifas praticadas na área de concessão da CEEE-D no período de abril de 2021, tem-se TE Ponta e TE Fora Ponta, respectivamente, iguais a 0,61664 R\$/kWh, 0,38116 R\$/kWh, logo o fator de correção de 0,61812. Na

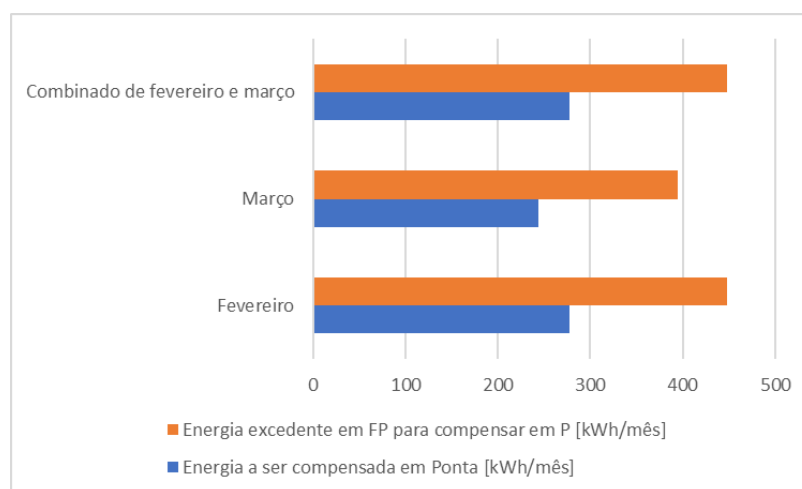
Tabela 4. 4, são apresentados os dados utilizados no dimensionamento da ampliação do SSFV, bem como os custos estimados. Devido a disponibilidade de dados históricos de apenas quatro meses, optou-se por realizar o dimensionamento com base no combinado dos dois maiores consumos e horário de ponta e fora ponta, registrados em fevereiro e março, como mostra a última coluna da Tabela 4.4. Já na Figura 4. 2, é possível ver o quanto deve ser gerado de excedente de energia em fora ponta para compensar o consumo em ponta.

Tabela 4. 4 - Ampliações SSFV sugeridas com base nos maiores consumos.

	Fevereiro	Março	Combinado de fevereiro e março
Energia a ser compensada em Ponta [kWh/mês]	277,00	244,00	277,00
Energia a ser compensada em Fora Ponta [kWh/mês]	3.525,00	6.354,00	6.354,00
Energia exced. em Fora Ponta para compensar em Ponta [kWh/mês]	448,13	394,74	448,13
Total energia que deve ser gerada em Fora Ponta [kWh/mês]	3.973,13	6.748,74	6.802,13
Tamanho do sistema	Inv. 33kW + 100 módulos de 340W	Inv. 75kW + 161 módulos de 340W	Inv. 75kW + 161 módulos de 340W
Preço do sistema	R\$ 174.268,00	R\$ 231.100,00	R\$ 231.100,00

Fonte: Autora a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2020 e 2021).

Figura 4. 2 - Comparativo de consumo antes e depois da instalação do SSFV.



Fonte: Autora a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2020 e 2021).

A partir dos dados apresentados na Tabela 4. 4, pode-se destacar os seguintes pontos:

- Mês de fevereiro: esse mês apresenta o segundo maior consumo de energia da rede em horário de ponta (maior consumo é do mês de janeiro que foi descartado por apresentar valores atípicos);
- Mês de março: esse mês apresenta o segundo maior consumo de energia da rede em horário de fora ponta (maior consumo é do mês de janeiro que foi descartado por apresentar valores atípicos);
- Associação dos maiores consumos: utiliza os dados de ponta e fora ponto dos meses de fevereiro e março respectivamente.

O sistema selecionado foi o da associação dos maiores consumos, pois atende tanto o maior consumo registrado em horário de ponta (fevereiro) quanto o fora ponta (março). Esse sistema proposto irá compensar totalmente o consumo em todos os postos horários. O consumo médio, incluindo em ponta e fora ponta, do caso A, calculado a partir da Tabela 4.2 b, é de 16.402,4 kWh/mês acrescentando o excedente em fora ponta para ser convertido em ponta fica 16.832,4kWh/mês.

Os dimensionamentos dos SSFVs, apresentados na Tabela 4. 4 foram realizados com auxílio da ferramenta computacional disponibilizada pela SolarEdge (Inc., 2020), e foram levados em consideração a inclinação do telhado, posição geográfica e sombreamento do local. Na figura 4.3 é possível ver, através da simulação feita pela ferramenta de simulação disponibilizada pela SolarEdge (Inc., 2020), a estimativa de energia gerada mensalmente pelo sistema selecionado, combinado de fevereiro e março.

Figura 4. 3 – Estimativa de energia gerada pelo sistema que visa atender o consumo do combinado dos meses de fevereiro e março.



Fonte: SolarEdge (Inc., 2020).

4.3 Descrição do Caso 2 e seus cenários

O Caso 2 visa atender o consumo do horário de ponta através do armazenamento de energia em um sistema de acumulação. Os três cenários propostos visam atender 100% da energia consumida em ponta,

entretanto o que os difere é a capacidade de atender a máxima demanda de ponta. A Tabela 4. 3, mostra as máximas demandas do cliente registradas pela distribuidora durante o período analisado. A máxima demanda registrada desde que o sistema está em operação é de 16,92 kW, correspondente ao mês de março.

O cliente conta com a plataforma de monitoramento e otimizadores de potência Solaredge, logo a expansão proposta será com a mesma marca. Para dimensionar o número de módulos solares necessários para suprir o maior consumo de ponta, equivalente ao do mês de fevereiro de 2021 (277,00 kWh/mês), foi utilizado o programa de simulação disponibilizado pela Solaredge. O dimensionamento resultou em 7 módulos de 340 W, com preço estimado em R\$ 15.900,00 entre módulos e otimizadores de potência. Na Tabela 4. 5, estão dispostos dados de 3 inversores que podem ser usados com os módulos solares indicados.

Tabela 4. 5 - Dados dos inversores com entrada para SAE.

	SE3680H	SE5000H	SE6000H
Máx. Potência CA[W]	3.680	5.000	6.000
Máx. Potência CC [W]	5.700	7.750	9.300
Nº de baterias de entrada	1	1	1
Máx. Potência de descarregamento das baterias [W]	5.000	5.000	5.000
Pico de descarregamento das baterias (10seg) [W]	7.000	7.000	7.000
Máx. tensão de entrada para baterias [V]	480	480	480

Fonte: Autora a partir de datasheets Solaredge

Os inversores apresentados são conectados com baterias de tensões superiores e o fabricante indica o acoplamento com as baterias de lítio LG Chem RESU 7H e a 10H, apresentadas na Tabela 4. 6.

Tabela 4. 6 - Dados das baterias compatíveis com inversores Solaredge.

	LG Chen RESU 7H	LG Chen RESU 10H
Capacidade da bateria [Ah]	63	63
Tensão de descarregamento [V]	430	430
Profundidade de descarga	95%	95%
Ciclos completos	3.600	3.600
Máx. Potência de descarregamento[W]	3.500	5.000

Fonte: Autora a partir de datasheets LG

4.4 Cenários

A partir dos equipamentos mostrados nas Tabelas 4.5 e 4.6, foram elaborados 3 cenários presentes na Tabela 4.7. O número de baterias em série e paralelo foram obtidas a partir das equações 3.1 e 3.4, apresentadas na seção 3.2. De acordo com os cálculos apenas uma bateria LG Chem RESU 7H ou 10H, atenderia a energia consumida em horário de ponta. Entretanto, os cenários B e C contam com mais conjuntos baterias/inversores por fornecerem maior demanda máxima.

Tabela 4. 7 – Apresentação dos cenários do Caso 3.

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Nº de módulos	7	7	7
Otimizador de potência	7	7	7
Baterias	LG Chem RESU 7H	LG Chem RESU 7H LG Chem RESU 10H	LG Chem RESU 10H LG Chem RESU 10H LG Chem RESU 10H
Inversores	SE3680H	SE3680H SE6000H	SE6000H SE6000H SE6000H
Max. Potência de descarregamento [W]	3.680	9.680	18.000
Demanda máxima não atendida[W]	13.240	7.240	-1.080
Preço estimado do sistema	R\$ 49.714,46	R\$ 90.801,21	R\$ 139.160,25

Fonte: Autora

Os três cenários apresentados na Tabela 4. 7, diferem na capacidade de atender a máxima demanda exigida em horário de ponta. O cenário C é o único que atende a totalidade, enquanto que os cenários A e B atendem respectivamente 21,75% e 57,2 % da máxima demanda solicitada.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados e discutidos os resultados obtidos para os casos 1 e 2. Por fim, uma análise comparativa entre todos os casos é apresentada.

Para analisar a viabilidade do investimento, foram feitas as seguintes considerações:

- a tarifa de energia cresce de acordo com a inflação atual de 4,52% a.a.;
- a depreciação econômica linear e a vida útil considerada é o prazo de garantia oferecido pelos fabricantes: 10 anos para as baterias e 12 anos para o kit de inversor e módulos;
- taxa Selic de 2,75% a.a.;
- a taxa média de atratividade (TMA) considerada é a da taxa de rendimento da poupança. De acordo com Banco Central do Brasil (2021) há duas formas de calcular a taxa de rendimento da poupança: quando a taxa Selic estiver acima de 8,5% a.a., o rendimento da poupança será de 0,5% ao mês + Taxa Referencial (TR), enquanto que para Taxa Selic abaixo de 8,5% a.a., a rentabilidade será de 70% da Selic. De acordo com a segunda forma de cálculo, a TMA em questão é de 1,925%.

Os cenários são analisados neste trabalho a partir do cálculo do Valor Presente Líquido (VPL). Um VPL positivo significa que o investimento é executável, ou seja, há ganhos financeiros, enquanto que um VPL negativo significa o investimento é inexecutável, ou seja, ocasionará prejuízo. O VPL também pode ser neutro, logo, não traz prejuízo e nem benefício.

A partir das considerações acima, foram realizadas avaliações econômicas para o horizonte de investimento de 12 anos para o caso 1, enquanto que nos cenários do caso 2 o horizonte de investimento foi de 10 anos.

5.1 Avaliação do Caso 1

De acordo com Instrução Técnica IT-11.01.081 da CEEE-D (2020), a demanda contratada de uma UC não pode ser inferior à capacidade instalada da unidade geradora. Logo, para implementar o sistema apresentado no Caso 3, é necessário o aumento da demanda contratada.

Na Tabela 5.1 é apresentado o valor atual da demanda contratada, a capacidade instalada atual, a potência que deve ser instalada para suprir a demanda dos meses de fevereiro, março e o combinado dos meses citados, bem como as novas demandas sugeridas 1 e 2 atendendo respectivamente as demandas de 110kW e 150kW.

Tabela 5.1- Ampliações SSFV sugeridas com base nos maiores consumos.

	Fevereiro	Março	Associação dos maiores consumos
Demanda contratada [kW]	107	107	107
Potência atual instalada [kW]	74,6	74,6	74,6
Potência a ser instalada [kW]	33	74,6	74,6
Potência total [kW]	107,44	148,8	148,8
Demanda contratada sugerida [kW]	110	150	150

Fonte: Autora, a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2021).

A tarifa de demanda para a modalidade tarifária Horária Verde, praticadas na área de concessão da CEEE-D desde novembro de 2020 é de 21,93 R\$/kW. Este é o valor adotado para a elaboração dos custos para a nova demanda contratada sugerida, apresentada na Tabela 5.2. Conforme citado na Seção 3.1, não há a necessidade de um novo contrato de demanda, apenas um termo aditivo no contrato constando a nova demanda.

Tabela 5.2- Comparativo dos custos da demanda contratada atual e das demandas contratadas sugeridas

	Demanda Atual	Demanda Sugerida 1	Demanda Sugerida 2
Demanda contratada [kW]	107	110	150
Custo mensal da demanda contratada	R\$ 2.346,51	R\$ 2.412,30	R\$ 3.289,50

Fonte: Autora, a partir dos dados das faturas CEEE do cliente (2021).

Para o Caso 1, a ampliação mais adequada é a que atende a maior consumo em Ponta e Fora Ponta simultaneamente. Assim a ampliação adotada nesse caso é o combinado dos meses de março fevereiro. Os dados de viabilidade financeira do Caso 1, para o período de 12 anos, são apresentados na Tabela 5.3. Sendo esse o período de investimento analisado visto que prazo de garantia do fabricante para o kit módulos e inversor é de 12 anos.

Tabela 5.3- Dados econômicos para os investimentos no horizonte de 12 anos.

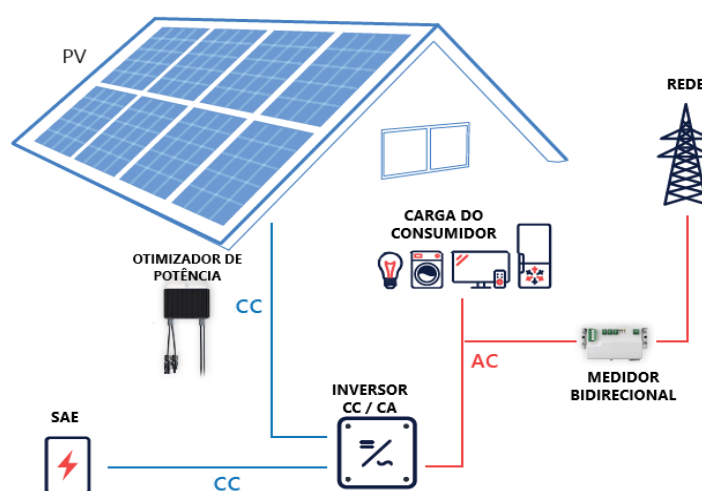
	12 anos
Investimento	R\$ 231.100,00
VPL	R\$ 63.443,14
TIR	5,991%
Taxa de lucratividade	127,453%
Payback descontado	9,353 anos
Payback simples	8,516 anos

Fonte: Autora.

5.2 Avaliação dos cenários do Caso 2

Para esse caso propõe-se a associação a um SAE, de acordo com o apresentado na Figura 5. 1. Nela é possível observar que as ligações do sistema permitem que as baterias alimentem, de forma isolada ou conectadas à rede, a carga demandada pelo consumidor.

Figura 5. 1- Esquema de ligação entre SSFV, SAE, carga do consumidor e rede elétrica.



Fonte: Adaptação Solaredge.

Os sistemas de armazenamento dos três cenários do Caso 2 foram dimensionados de forma a compensar todo o consumo no horário de ponta. No entanto, somente o cenário C é capaz de atender a demanda máxima em horário de ponta, evitando a necessidade de consumo da rede elétrica em algum momento. Os cenários A e B, por não considerarem SAE dimensionados para a demanda máxima, irão resultar em algum consumo da rede da distribuidora. Considerando a possibilidade de injetar energia na rede durante o horário de ponta, a partir dos SAE, a compensação 100% do consumo ponta irá ocorrer mesmo para os cenários A e B. Os resultados da análise econômica dos cenários do caso 2 para o horizonte de investimento de 10 são apresentados na Tabela 5.4. Foi adotado o cenário de investimento de 10 anos, visto que o prazo de garantia da fabricante das baterias é de 10 anos, logo o valor residual das baterias é nulo ao final desse período. Já o kit inversor e módulos, ao final do décimo ano vai apresentar valor residual, visto que o prazo de garantia do kit é de 12 anos, sendo esse valor residual acrescentando ao final do décimo ano de análise.

Tabela 5.4 - Cenários para 10 anos de tempo de investimento

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Investimento	R\$ 49.714,46	R\$ 90.801,21	R\$ 139.160,25
VPL	R\$ 1.292,06	-R\$ 2.850,98	-R\$ 7.750,92
TIR	2,390%	1,347%	0,889%
Taxa de lucratividade	102,599%	96,860%	94,430%

Fonte: Autora

De acordo com a Tabela 5.4, para o tempo de investimento de 10 anos, mesmo tempo de garantia do kit inversores e módulos, apenas o investimento do Cenário A apresenta VPL positivo e, por consequência, é o único cenário que apresenta TIR maior que TMA.

O VPLs negativos dos cenários B e C, indicam a não atratividade do investimento, o que é confirmado pela taxa de atratividade inferior a taxa de retorno do investimento, que indica que não houve retorno, ou seja, não há ganho em cima do capital investido.

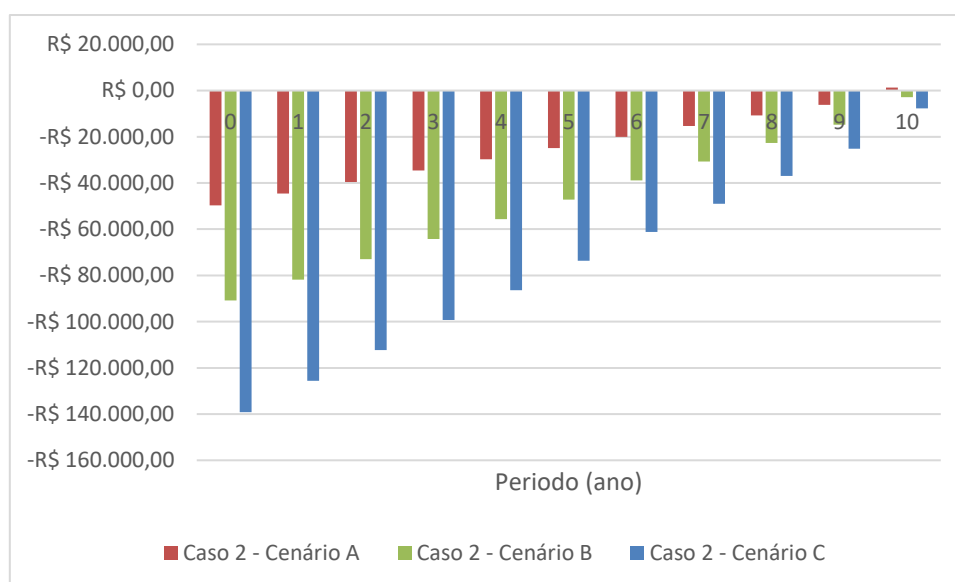
A partir de cada cenário apresentado foi calculado o tempo de recuperação do capital aplicado, o *payback*, que é considerado um indicativo financeiro que representa o tempo de retorno de um investimento. Na Tabela 5.5, tem-se os *paybacks* de cada cenário, enquanto o Figura 5. 2, traz a análise comparativa dos *paybacks* descontados dos três cenários para o tempo de investimento de 10 anos, partindo do ano zero como período de investimento. O único cenário que foi considerado viável foi o cenário A, pois é o único que apresentou um *payback* descontado menor que o horizonte de investimento. Ou seja, para o cenário A, houve retorno do investimento antes de ser necessária a substituição dos equipamentos devido a vida útil. Nos demais cenários o tempo de *payback* descontado excede a vida útil 10 anos das baterias.

Tabela 5.5 – Payback descontado e simples para os 3 cenários analisados

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
<i>Payback</i> descontado	9,826 anos	-	-
<i>Payback</i> simples	9,202 anos	9,501 anos	9,658 anos

Fonte: Autora

Figura 5. 2 – *Paybacks* descontados dos três cenários avaliado durante o período de 10 anos.



Fonte: Autora

Na Figura 5. 2, é perceptível que além de ser o investimento de menor valor, o cenário A também apresenta o retorno de investimento mais rápido. Isso ocorre porque os cenários B e C, contam com SAE com potência máxima maior do que o cenário A.

Existem dois tipos de *paybacks*: simples e descontado. Ambos foram apresentados na Tabela 5.7, para cada cenário. O *payback* simples não considera o valor do dinheiro no tempo, já o *payback* descontado é um indicador mais complexo, pois usa os valores descontados para o presente por meio de uma taxa de juros (TMA).

A Tabela 5.5 mostra uma pequena diferença de *payback* simples para os 3 cenários, isso ocorre porque o *payback* simples não considera o valor do dinheiro no tempo, ou seja, os valores das entradas e saídas são baseados no tempo presente. Assim, não apresenta valor real quando se trata de rentabilidade futura. Já os valores de *payback* descontados, apresentados na Tabela 5.5, apresentam uma maior diferença, porque consideram o valor do dinheiro no tempo, ou seja, apresentam o tempo de retorno de investimento mais próximo do real, expondo os riscos e a viabilidade do investimento.

Os períodos de retorno de capital investido, exibidos na Tabela 5.5, são importantes para a análise de viabilidade do investimento, visto que os três cenários atendem o consumo total, diferindo apenas no atendimento da máxima demanda registrada no mês.

5.3 Análise Comparativa

Esta seção é voltada a comparação dos casos analisados nas seções 5.1 e 5.2. Na Tabela 5.6 é feita uma comparação de custos dos casos e seus cenários. As tarifas utilizadas são as adotadas pela CEEE-D, pois o cliente analisado situa-se na área de concessão da mesma. As tarifas adotadas foram apresentadas nas Tabelas 2.1 e 2.2. Ressalta-se que o valor mínimo pago pela demanda é o da demanda contratada, independentemente de ter consumido menos ou nada da rede. No Caso 1, a demanda utilizada é de 150 kW, e nos demais é de 107 kW.

Tabela 5.6- Dados de Consumo e demanda para os casos analisados bem como seus possíveis custos com relação a tarifa de 2020.

Caso	Consumo P [kWh]	Consumo FP [kWh]	Demand a P [kW]	Demanda FP [kW]	Custo com EE em P [R\$/kWh]	Custo com EE em FP [R\$/kWh]	Custo pela demanda contratada	Custo Total
Base	703,60	15.698,80	27,76	102,05	R\$ 1.132,89	R\$ 5.372,44	R\$ 2.346,51	R\$ 8.851,85
Atual	240,75	3.769,75	14,50	83,82	R\$ 387,64	R\$ 1.290,08	R\$ 2.346,51	R\$ 4.024,24
1	0	0	0	0	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.289,50	R\$ 3.289,50
2(A)	0	3.769,75	13.240	83,82	R\$ -	R\$ 1.290,08	R\$ 2.346,51	R\$ 2.636,59
2(B)	0	3.769,75	9.680	83,82	R\$ -	R\$ 1.290,08	R\$ 2.346,51	R\$ 2.636,59
2(C)	0	3.769,75	0	83,82	R\$ -	R\$ 1.290,08	R\$ 2.346,51	R\$ 2.636,59

Fonte: Autora

Para os casos base e atual, apresentados na Tabela 5.6, foram utilizadas as médias dos consumos e das demandas dos períodos analisados, sendo que para o Caso atual não foram utilizados nas médias os valores referentes a janeiro por serem atípicos. Observando os cenários do Caso 2, apresentados na mesma tabela, é percebido que todos os custos apresentados são iguais para os 3 cenários. Isso ocorre porque os cenários foram elaborados para atender o consumo de posto tarifário de ponta, entretanto apenas o cenário C é capaz de atender a máxima potência registrada no horário de ponta. Os demais cenários necessitam de auxílio da rede para suprir a demanda máxima exigida em determinados momentos. Foram elaborados os cenários A e B, que não atendem a máxima demanda registrada, pois não é sabido a frequência e nem por quanto tempo foi requisitada a demanda máxima registrada pela distribuidora. Ainda, se for considerada a possibilidade de injetar energia a partir do sistema de armazenamento em horário de ponta, a hipótese de compensação total do consumo ponta é válida mesmo para os cenários A e B.

Os dados de demanda máxima para serem registrados basta ocorrer por no mínimo por 15 minutos durante o período compreendido entre duas leituras da distribuidora de energia, de acordo com a REN nº 479/2012 da ANEEL. Para saber qual dos cenários melhores se aplica ao perfil de consumo do cliente, é necessário analisar a memória de massa da UC junto a distribuidora local.

De acordo com a ETD-00.027 da CEEE, os medidores elétricos devem:

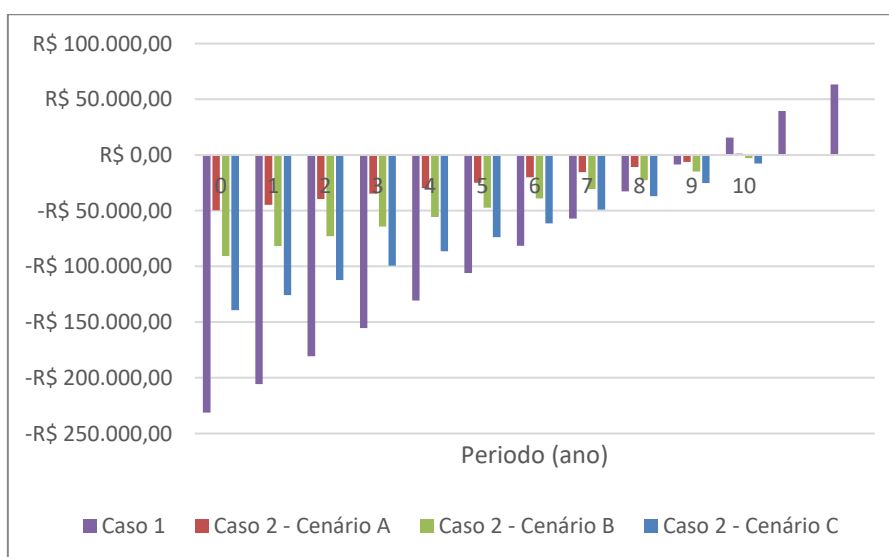
Possuir memória de massa para gravar pelo menos quatorze canais (14) com capacidade de armazenar os dados como energia ativa, reativa, demanda, medidos nos quatro quadrantes, corrente por fase, tensão por fase, registrados em intervalos de cinco (5) minutos durante o período mínimo de trinta e quatro (34) dias, sendo que quando estiver ativado o algoritmo de compensação de perdas devem ser gravados os dados compensados e os medidos.

Logo, caso a hipótese de injeção na rede em horário de ponta seja inviável, é necessário expandir as análises aqui apresentadas, de forma a avaliar o perfil de demanda da UC. Dessa forma, seria possível estimar o consumo da rede elétrica em horário de ponta, visto que o SAE não é capaz de atender a demanda em certos intervalos de tempo. Um sistema de armazenamento projetado para atender a máxima demanda pode estar superdimensionado e passar um grande intervalo de tempo ocioso. Considerando que o cliente analisado adota a THS Verde, ou seja, apresenta uma única tarifa para demanda pois não distingue os postos tarifários, logo o cenário A é o mais favorável ao caso 2.

Para o Caso 1, conforme resultados apresentados na Tabela 5.6, percebe-se que a único custo adicional mensal será o da demanda contratada, visto que o primeiro caso expandiu o sistema já instalado visando suprir totalmente o consumo de Fora Ponta gerando créditos excedentes para serem utilizados em horário de Ponta.

Para completar a análise comparativa entre o Caso 1 e os cenários do Caso 2, foi elaborada a Figura 5. 3, que expõe o *payback* descontado e a Tabela 5.7, que mostra os valores de *payback* simples e descontado para o mesmo intervalo de tempo.

Figura 5. 3 – *Paybacks* descontados do Caso 1 e dos cenários do Caso 2.



Fonte: Autora

Tabela 5.7- Comparação dos *paybacks* analisados

Caso	Investimento	<i>Payback</i> Simples	<i>Payback</i> Descontado
1	R\$ 231.100,00	8,516 anos	9,353 anos
2(A)	R\$ 49.714,46	9,202 anos	9,826 anos
2(B)	R\$ 90.801,21	9,501 anos	-
2(C)	R\$ 139.160,25	9,658 anos	-

Fonte: Autora

A Figura 5. 3, mostra que o retorno de investimento do Caso 1 ocorre mais rápido que nos cenários do Caso 2. Isso também fica evidenciado na Tabela 5.7, que mostra que apesar do investimento do Caso 1 ser o maior, ele é o que apresenta menor *payback*, seja simples ou descontado, uma vez que neste cenário o consumo da rede em fora ponta também é compensado. Logo, a única despesa do cliente em a fatura de energia elétrica será em relação à demanda contratada e possíveis encargos de iluminação pública. Em contrapartida, os cenários do Caso 2, visam apenas a redução ou compensação total do consumo em ponta, sem alterar o consumo pré existente em fora ponta, logo o investimento inicial é menor e o seu tempo de retorno é maior.

6 CONCLUSÃO

O objetivo do presente trabalho foi analisar cenários que possibilitem a redução do consumo de energia do posto tarifário de ponta de um consumidor situado em Porto Alegre/RS, pertencente à modalidade tarifária do Grupo A e ao Subgrupo de Tensão A4 com tipo de tarifa do THS Verde. O cliente em questão é um microgerador e conta com um SSFV de capacidade instalada igual a 74,6 kW. Os dois primeiros casos expostos ao longo do trabalho são das situações anteriores e posteriores à instalação do SSFV, caso base e atual respectivamente. Já os casos 1 e 2 apresentam as alternativas analisadas para a redução do consumo de energia da distribuidora em horário de ponta, dado que a tarifa de consumo de energia em horário de ponta é cerca de 4,7 vezes maior que em fora ponta.

Cada caso apresenta a sua particularidade, logo podem apresentar vantagens e desvantagens variando em relação ao referencial adotado. O primeiro caso é o que apresenta o menor *payback* (9 anos e 4 meses), entretanto conta com um investimento inicial de até 4,6 vezes maior comparado aos outros casos.

Os cenários que contam com menor investimento inicial e atendem à condição de reduzir o consumo de energia no horário de ponta, que utilizam SAE. Os SAE são uma alternativa para reduzir e até mesmo extinguir o consumo de energia da rede em momentos que a tarifa é elevada. Geralmente clientes do Grupo A utilizam geradores a diesel nesses períodos, entretanto, estão sujeitos a mudanças de preços do combustível. Isso torna os SAE associados a SSFV cada vez mais atrativos, visto que esses dependem apenas da irradiação solar e do correto dimensionamento do sistema de baterias.

As baterias são o ponto central do SAE, logo, suas características operacionais e dimensionamento são responsáveis pela viabilidade do sistema. De acordo com a literatura, baterias são tecnologias em desenvolvimento, logo é comum ocorrer informações desencontradas a respeito da comunicação entre baterias e inversores. Devido a isso, o presente trabalho seguiu as orientações e indicações dos fabricantes a respeito de qual bateria deve ser associada ao inversor selecionado. As baterias utilizadas no presente trabalho são LG Chem RESU 7H e 10H, que se tratam de baterias de alta tensão e comercializadas na Europa, e são as únicas compatíveis com a marca do sistema que já opera no cliente analisado.

A viabilidade econômica do SAE, nesse trabalho, dependeu quase unicamente da diferença de preço da energia na ponta e fora da ponta, podendo também ser citada a depreciação do sistema que levou em consideração as garantias dadas dos fabricantes. Outro fator importante para a viabilidade é o preço das baterias, que atualmente apresentam um custo elevado. As baterias que foram apresentadas têm seu preço original em euro, encarecendo a SAE.

Por fim, o Cenário A do Caso 2 é o que mais se adapta ao cliente, visto que ele adota a THS Verde, esse que não apresenta tarifa distinta para demanda em função dos postos horários. Vale ressaltar que o cliente adotasse a THS Azul, deveriam ser feitas análises mais completas a respeito do perfil de demanda do cliente. Como trabalho futuro, sugere-se o dimensionamento e análise dos SAE para optantes da THS Azul, juntamente com a avaliação dos dados históricos de demanda, a partir da memória de massa obtida junto à distribuidora.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA . **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica 2. ed** – Brasília : ANEEL, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 479, de 3 de abril de 2012 - Modalidades tarifárias.** Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf> > .Acesso em: 30/04/2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 435, de 24 de maio de 2011 - Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf> >. Acesso em: 24/05/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015 - Procedimentos de Distribuição – PRODIST.** Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> >. Acesso em: 24/05/2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Remuneração dos Depósitos de Poupança..** Disponível em: < <https://www.bcb.gov.br/estatisticas/remuneradepositospoupanca> > . Acesso em: 01/05/2021.

CAMARGO, Carlos. **Modelagem de Baterias em Sistemas de Acumulação de Energia para Deslocamento de Carga. Dissertação de Mestrado, Desenvolvimento de Tecnologia,** Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Institutos Lactec) - Curitiba, 2014.

CANHA, Luciane Neves (et al.), **Energy Storage System Siting and Sizing for Renewable Support** Pages 139-182, Handbook of Optimization in Electric Power Distribution Systems, 2020. Disponível em < <https://www.springer.com/gp/book/9783030361143>>. Acesso em: 24/05/2020.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA CEEE . **Sistema de Medição para Faturamento Produtores Independentes.** 2006. Disponível em: < <https://www.cee.com.br/normas-tecnicas/especificacoes/etd-00-027-sistema-de-medicao-para-faturamento-produtores-independentes> >_Acesso em: 02/05/2020.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE. **Tabela de Tarifas – Grupo A.** 2019. Disponível em: <http://www.cee.com.br/pportal/cee/Archives/Upload/Folder%20Grupo%20A_2019_5508.pdf >. Acesso em: 24/05/2020.

EMPRESA DE PESQUISA OPERACIONAL. **Balço Energético Nacional 2019 (BEN) - Relatório de síntese / ano base 2018**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>> . Acesso em: 24/05/2020.]

EMPRESA DE PESQUISA OPERACIONAL. **Balço Energético Nacional 2020 (BEN) - Relatório de síntese / ano base 2019**. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf> . Acesso em: 25/07/2020.]

ENERGY STORAGE PANEL Energy, EAC MEETING, "Energy Storage Cost Effectiveness Evaluation, DNV KEMA Modeling for CPUC Energy Storage Proceeding," DNV KEMA, 2013.

HEDAYAT, Saboori. et al. "Energy storage planning in electric power distribution networks – A state-of-the art review". Em: Renewable and Sustainable Energy Reviews 79 (2017), pp. 1108 –1121. issn: 1364-0321. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.171>.

KUREK, Rodolfo, 1982 - **Diagnóstico do uso de grupos geradores estacionários a óleo Diesel na região central de Ribeirão Preto – SP.** – Ribeirão Preto, 2018.

MIRANDA, Ismael Tiago Sá. Otimização do Planeamento de Sistemas de Armazenamento Distribuído de Energia em Redes com Elevada Produção Dispersa.(2012). Identificador: oai:digitool.fe.up.pt:245801

PINHO, João Tavares; Galdino, Marcos Antonio: **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**; Grupo de Trabalho de Energia Solar-(GTES); Rio de Janeiro, 2014.

SOLAREEDGE. **Monitoring**. Disponível em: <<https://monitoring.solaredge.com/solaredge-web/p/home>>. Acesso em: 01/05/2021.

ANEXOS

ANEXO A – Relatório de produção de energia gerado pela ferramenta computacional pela SolarEdge (Inc., 2020), para o sistema atual em operação.



VISÃO GERAL DO SISTEMA



294 Módulos FV



1 Inversores



147 Otimizadores

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO



Potência CC Instalada

99,96 kWp



Máx Pot CC Obtida

74,70 kW



Geração Anual

137,11 MWh



Emissões De CO2 Evitadas

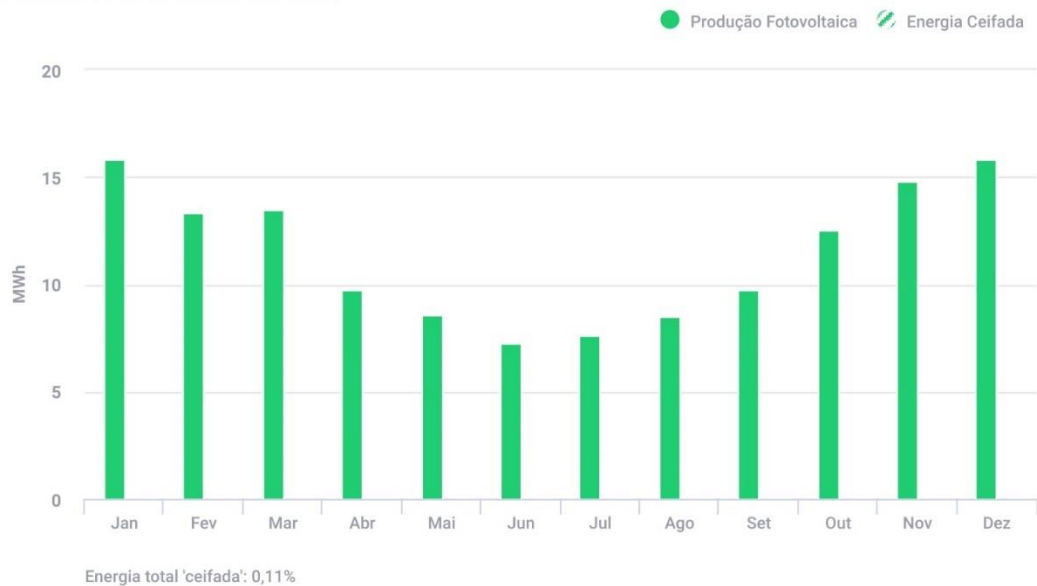
21,8 t



Equivalente Em Árvores

1.001

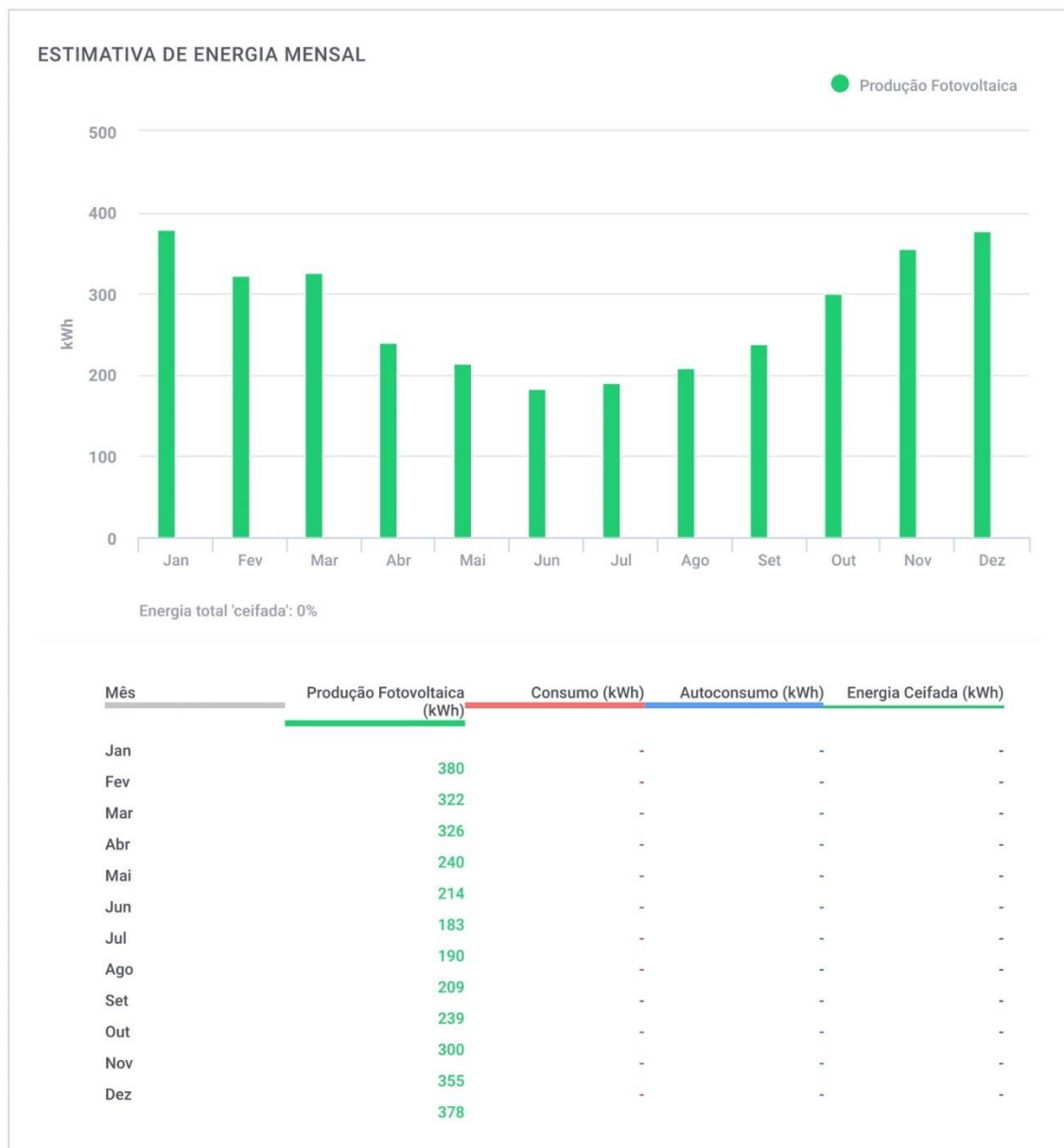
ESTIMATIVA DE ENERGIA MENSAL



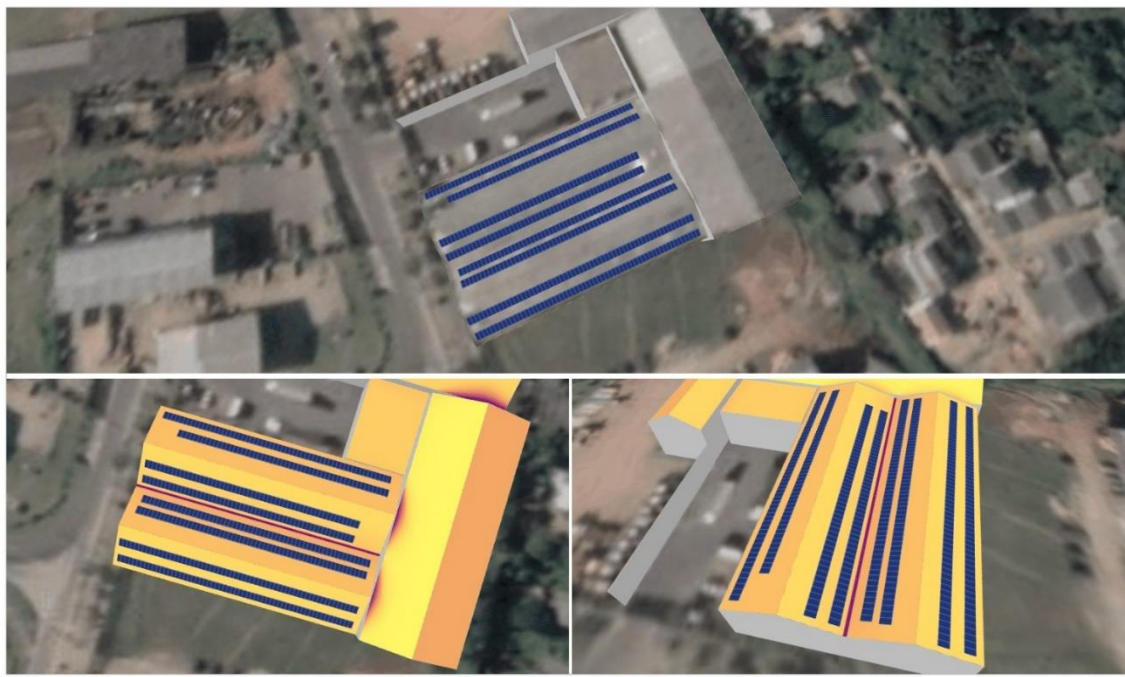
MÓDULOS FV

Módulo #	Modelo	Potência-Pico	Tipo de estrutura de fixação	Orientação	Azimute	Inclinação
100	Canadian Solar Inc., CS6U-340P Maxpower (1000V)	34 kWp			287°	17°
64	Canadian Solar Inc., CS6U-340P Maxpower (1000V)	21,8 kWp			107°	17°
98	Canadian Solar Inc., CS6U-340P Maxpower (1000V)	33,3 kWp			287°	17°
32	Canadian Solar Inc., CS6U-340P Maxpower (1000V)	10,9 kWp			107°	17°
Total:	294	100 kWp				

ANEXO B – Produção de energia estimada pela ferramenta computacional pela SolarEdge (Inc., 2020), para sete módulos de 340W em um inversor de 3,6kW.



ANEXO C – Produção de energia estimada pela ferramenta computacional pela SolarEdge (Inc., 2020), para 455 módulos de 340W em dois inversores de 74,6kW.



VISÃO GERAL DO SISTEMA



455 Módulos FV



2 Inversores



228 Otimizadores

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO



Potência CC Instalada

154,70 kWp



Máx Pot CC Obtida

129,44 kW



Geração Anual

209,71 MWh



Emissões De CO2 Evitadas

33,34 t



Equivalente Em Árvores

1.531



Máx Potência CC Obtida

154,70 kW



Sobredimensionamento
CC/CA

104 %



Máx Potência Ativa Em CA

149,40 kW



Performance Ratio

85 %



Índice De Rendimento

1.356 kWh/kWp

