UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Amanda Mendes Ferreira Gomes

Avaliação de viabilidade técnica e econômica de sistemas de armazenamento de energia de pequeno porte associados a geradores solares fotovoltaicos residenciais

Qualificação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis
2021

RESUMO

O mundo está em uma contínua expansão de seu consumo energético, impulsionado pelas revoluções tecnológicas, o uso expressivo de transportes e a indústria despontando com picos de produção anuais. Por outro lado, o modelo tradicional de geração de energia centralizada vem perdendo espaço em razão do seu impacto ambiental e das perdas geradas nas longas linhas de transmissão de energia. O custo para a implementação de sistemas solares fotovoltaicos também vem apresentando redução significativa, tornando cada vez mais viável a geração distribuída. A geração de energia de forma descentralizada trouxe dinâmica para o setor e possibilitou que os consumidores tivessem alternativas, tais como controlar de uma forma mais consciente o seu consumo de energia, implementar sistemas de armazenamento de energia e, talvez até se desconectar da rede elétrica da concessionária local. Além disso, mudanças recentes na legislação brasileira implementaram a Tarifa Branca, posto tarifário capaz de mudar radicalmente a gestão do consumo energético de uma residência baseada no preço do kWh em diferentes horas do dia. Os sistemas de armazenamento de energia elétrica baseados em baterias de íons de lítio ainda caminham a passos curtos devido ao seu custo, mas já são vistos como promissores em um horizonte próximo. Estes sistemas, quando implementados juntamente com sistemas solares fotovoltaicos, podem trazer diversos benefícios para o consumidor residencial, como controlar o melhor horário para o despacho da energia, armazenar energia para utilizar em outro período do dia e, ainda, assegurar um abastecimento energético mais barato em períodos críticos. Existem poucos estudos aprofundados sobre a viabilidade de implementação de sistemas de armazenamento de energia de pequeno porte em residências que possuem sistemas fotovoltaicos no contexto brasileiro. Neste contexto, este estudo tem o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de sistemas de armazenamento de energia elétrica em residências pertencentes ao grupo B alimentadas em baixa tensão, dentro das possibilidades existentes na legislação brasileira.

Palavras-chave: Sistemas de armazenamento de energia. Geração solar fotovoltaica. Geração distribuída.

ABSTRACT

The world is in a continuous expansion of its energy consumption, driven by technological revolutions, the intensive use of transportation and emerging annual industry production peaks. On the other hand, the traditional model of centralized energy generation has been losing ground due to its environmental impact and the losses generated in long power transmission lines. The cost of implementing solar photovoltaic systems has also been significantly reduced, making distributed energy generation increasingly viable. The adoption of decentralized energy generation brought a more dynamic approach to the sector and enabled consumers to have alternatives, such as more consciously controlling their energy consumption, implementing energy storage systems and, perhaps, even disconnecting from the utilities electrical grid. In addition, recent changes in Brazilian legislation have implemented the White Tariff, a tariff scheme capable of radically changing the management of the energy consumption of a home based on the price of the kWh at different times of the day. Electric energy storage systems based on lithium-ion batteries are being adopted slowly due to their still large costs, but are already seen as promising in the near future. These systems, when implemented alongside solar photovoltaic systems, can bring several benefits to the residential consumer, such as controlling the optimal time for the dispatch of energy, storing energy for use at another time of the day and also ensuring a cheaper energy supply. in critical periods. There are few in-depth studies on the feasibility of implementing small energy storage systems in homes that have photovoltaic systems in the Brazilian context. In this context, this study aims to analyze the technical and economic feasibility of implementing electrical energy storage systems in homes belonging to group B connected to the low-voltage distriution grid, within the extents of the existing Brazilian legislation.

Keywords: Energy storage systems. Photovoltaic solar generation. Distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Instalação FV Global – On-grid e Off-grid. 12
Figura 2 – Preços médios anuais dos módulos por mercado em 2013 e 2019. 12
Figura 3 – Diagrama esquemático e primeiro sistema FV conectado à rede. 13
Figura 4 – Volume de sistemas FV conectados à rede em MW. 15
Figura 5 – Tarifa Residencial da CELESC-DIS, em R$/kWh. 16
Figura 6 – Postos tarifários e valores da Tarifa Branca Residencial para CELESC-DIS. 18
Figura 7 – Técnicas para gerenciamento pelo lado da demanda. 19
Figura 8 – Previsão de Instalações globais de Armazenamento de Energia. 20
Figura 9 – Valor médio do pack e da célula de baterias de íon-lítio. 21
Figura 10 – Formação do custo para implementação de um BESS utilizando baterias de íons de lítio no Brasil. 22
Figura 11 – Localização geográfica das UCs 1, 2, 3, 4 e 5. 26
Figura 12 – Diagrama unificado simplificado de potência da instalação do BESS de cada UC. 27
Figura 13 – Diagrama unificado simplificado de comunicação do BESS de cada UC. 28
Figura 14 – Sistema FV e BESS da UC 1. 28
Figura 15 – Sistema FV e BESS da UC 2. 29
Figura 16 – Sistema FV e BESS da UC 3. 29
Figura 17 – Sistema FV e BESS da UC 4. 29
Figura 18 – Sistema FV e BESS da UC 5. 30
Figura 19 – Diagrama do fluxo de análise dos dados. 30
Figura 20 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 1. 32
Figura 21 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 2. 33
Figura 22 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 3. 33
Figura 23 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 4. 34
Figura 24 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 5. 34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo entre as características das baterias de Chumbo Ácido, Íon de lítio e Baterias de fluxo 21
Tabela 2 – Informações sobre os sistemas FV instalados nas UCs. 26
Tabela 3 – Informações técnicas da bateria de íons de lítio do BESS utilizado neste trabalho. 27
Tabela 4 – Informações técnicas do inversor do BESS 27
Tabela 5 – Despacho do BESS para cada UC 35
Tabela 6 – Cronograma de atividades a serem desenvolvidas. 37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAPV	*Building Applied Photovoltaics*
BIPV	*Building Integrated Photovoltaics*
BESS	*Battery Energy Storage System*
BMS	*Battery Management System*
CA	Corrente Alternada
CELESC-DIS	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CC	Corrente Contínua
FV	Energia Solar Fotovoltaica
GLD	Gerenciamento pelo lado da demanda
LCOE	Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy*)
LCOS	Custo Nivelado de Armazenamento (*Levelized Cost of Storage)*
O&M	Operação e Manutenção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
REN	Resolução Normativa
SG	*Smart Grid*
SIN	Sistema Interligado Nacional
SoC	Estado de carga (*State Of Charge*)
SoH	Estado de saúde (*State of health*)
UC	Unidade consumidora
TOU	*Time of Use*
TIR	Taxa Interna de Retorno
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina

LISTA DE UNIDADES

°C	Graus Celsius
GWh	Giga-watt-hora
kV	Kilovolts
kWh	Kilowatt-hora
kWp	Kilowatt pico
mW	Miliwatt
MW	Megawatt

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 9
2 OBJETIVOS 10
2.1 OBJETIVO GERAL 10
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 10
3 REFERENCIAL TEÓRICO 11
3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 11
3.1.1 Sistemas solares fotovoltaicos integrados a edificações conectados à rede elétrica pública (on-grid) 12
3.1.2 Geração Fotovoltaica Distribuída 14
3.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA GRUPO B 15
3.2.1 Estrutura tarifária básica para consumidores do grupo B 15
3.2.2 Modalidade Tarifária Horária Branca 17
3.3 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD) 18
3.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA 19
3.5 ASPECTOS ECONÔMICOS 23
4 METODOLOGIA 25
4.1 OBJETOS DE ESTUDO 25
4.2 ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO DO BESS 30
4.3 ANÁLISE DO DESPACHO E FLUXO DE ENERGIA NO BESS 31
5 RESULTADOS PRELIMINARES 31
5.1 ANÁLISE PRELIMINAR DO CONSUMO ENERGÉTICO E PRODUÇÃO FV DE TODAS AS UCS 31
5.2 DESPACHO ESTRATÉGICO PARA CADA UC 34
6 PRÓXIMOS PASSOS E CRONOGRAMA 37
REFERÊNCIAS 38

1 INTRODUÇÃO

O mundo está em uma contínua expansão de seu consumo energético, impulsionado pelas revoluções tecnológicas, o uso expressivo de transportes e a indústria despontando com picos de produção anuais. Diante deste progresso, muitas vezes, as grandes potências mundiais se reuniram para discutir e aprovar medidas, tais como conter o aquecimento global e incentivar o uso de energias provenientes de fontes limpas e renováveis. Então, em 2015, ocorreu a Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP 21), em Paris, que resultou na assinatura de um acordo climático entre 195 países. Este acordo tem como principal objetivo o esforço em conjunto para limitar o aquecimento global em menos de 2 °C.

O modelo tradicional de geração de energia centralizada vem perdendo espaço em razão do seu impacto ambiental e das perdas geradas nas longas linhas de transmissão de energia. Diante disso, abriu-se caminho para uma nova forma de produção de energia: a geração distribuída. Sua regulamentação e o sistema de compensação de energia foram instaurados através da resolução normativa - REN 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019), e após isso, o Brasil tem se deparado com um aumento constante da penetração de fontes distribuídas de energia em sua rede elétrica, com destaque para a energia solar fotovoltaica. Para que a energia solar fotovoltaica tenha um contínuo crescimento e incremento na matriz energética brasileira, seja de forma distribuída (mini e micro geração) ou centralizada (usinas), o custo da eletricidade deve ser economicamente competitivo com outras formas mais convencionais de geração de energia (PINTO, 2018).

Nos últimos anos, o perfil de consumo das edificações residências e comerciais se remodelou, principalmente devido à crescente utilização de aparelhos de ar-condicionado (ESTHER e KUMAR, 2016). Além disso, as técnicas para integração (BIPV - *Building Integrated Photovoltaics*) e aplicações (BAPV - *Building Applied Photovoltaics*) de sistemas solares fotovoltaicos em edificações têm recebido pesquisas contínuas e desenvolvimento com o objetivo de reduzir os custos dos produtos e aumentar a sua participação no mercado (SORGATO et al., 2017).

O sistema de compensação de energia trouxe a possibilidade de injeção do excesso de energia gerada de forma distribuída na rede pública e um sistema de créditos proporcionais à quantidade de energia injetada, como forma de retorno financeiro (ANEEL, 2012). Com a tarifa branca, esse sistema ficou ameaçado diante da diferença tarifária entre o período de ponta e fora ponta, já que a geração solar fotovoltaica acontece em período fora ponta e,

dependendo do perfil de consumo da unidade consumidora, pode existir um consumo energético no período de ponta. Neste caso, o preço por kWh de consumo será mais caro que o valor pago pela injeção de energia. Este novo ambiente de tarifação juntamente com a intermitência das energias renováveis trouxe a possibilidade de tornar realidade o gerenciamento inteligente de cargas elétricas e o armazenamento da energia gerada durante o dia para uso posterior, geralmente em períodos onde a energia estará mais cara (ESTHER e KUMAR, 2016).

Diante do exposto, este trabalho busca analisar a viabilidade técnica e econômica da combinação de sistemas solares fotovoltaicos de pequeno porte conectados às edificações com sistemas de armazenamento de energia e as diferentes formas de despacho de energia, em ambientes de utilização ou não da Tarifa Branca. Serão analisados os dados de residências selecionadas no âmbito do P&D Estratégico 021/2016, intitulado “Um investimento = múltiplas funções: Desenvolvimento e avaliação técnica, regulatória e econômica de sistemas de armazenamento de energia aplicados a sistemas de geração centralizada e distribuída”, uma parceria entre o Laboratório Fotovoltaica-UFSC, Universidade Federal de Santa Catarina e a empresa ENGIE Brasil Energia.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Este estudo tem o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de sistemas de armazenamento de energia elétrica em residências pertencentes ao grupo B alimentadas em baixa tensão ou tensão secundária de distribuição, dentro das possibilidades existentes na legislação brasileira. Para isto, serão utilizados dados reais de geração, consumo e despacho de sistemas solares fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia instalados em cinco Unidades Consumidoras (UC) localizadas na Grande Florianópolis, sob concessão da distribuidora CELESC-DIS.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste estudo são:

- Avaliar o perfil de geração e consumo das unidades consumidoras residenciais do grupo B com geração FV;
- Definir a operação de um sistema de armazenamento de energia instalado em cada unidade consumidora residencial baseado em uma análise prévia do perfil de consumo;

- Analisar o impacto da inserção de um sistema de armazenamento de energia em cada unidade consumidora (UC) residencial, analisando a proporção dos valores reduzidos na conta de energia elétrica.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Este tópico se destina à revisão bibliográfica necessária para compreender e aplicar todos os conhecimentos necessários para desenvolvimento da proposta e alcançar os objetivos propostos.

3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A crescente demanda energética atrelada à consciência de preservação do meio ambiente e redução da emissão de gases de efeito estufa, impulsionaram o estudo, desenvolvimento tecnológico e a utilização de fontes alternativas de produção de energia elétrica.

As fontes de energia renováveis utilizam recursos naturais disponíveis e renováveis para produção de energia elétrica, tais como a força dos ventos, quedas d'água ou radiação solar. A utilização destes recursos traz diversos benefícios ao meio ambiente, como a redução da emissão de gases tóxicos, contaminação do solo e escassez das fontes (GOLDEMBERG e LUCON, 2007).

A todo momento o planeta Terra recebe uma imensa quantidade de energia proveniente do sol. Caso toda essa energia incidente fosse transformada em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico, seriam gerados aproximadamente $1{,}5x10^{12}$ GWh, capazes de suprir a demanda energética da população planetária (RÜTHER, 2004). A energia solar fotovoltaica pode ser obtida convertendo a energia do sol em energia elétrica, por meio da incidência dos fótons em um material semicondutor. Este processo, que recebeu o nome de efeito fotovoltaico, é um processo silencioso e não poluente (GREEN, 1982).

O material semicondutor é organizado em uma unidade básica de conversão que ganha o nome de célula fotovoltaica e estas células são organizadas em serie e paralelo, a fim de se formar o módulo fotovoltaico (ZILLES et al., 2012). Além disso, os sistemas não utilizam peças móveis e podem ser instalados de forma modular (de mW a MW) em um espaço de tempo curto, quando comparados a outros sistemas de geração de energia elétrica.

A utilização da energia solar fotovoltaica (FV) se tornou atraente e aplicável em diversas situações, como sistemas *on-grid*, *off-grid* e grandes usinas. Com isso, as instalações de sistemas FV cresceram em todo o mundo, como é possível observar na Figura 1.

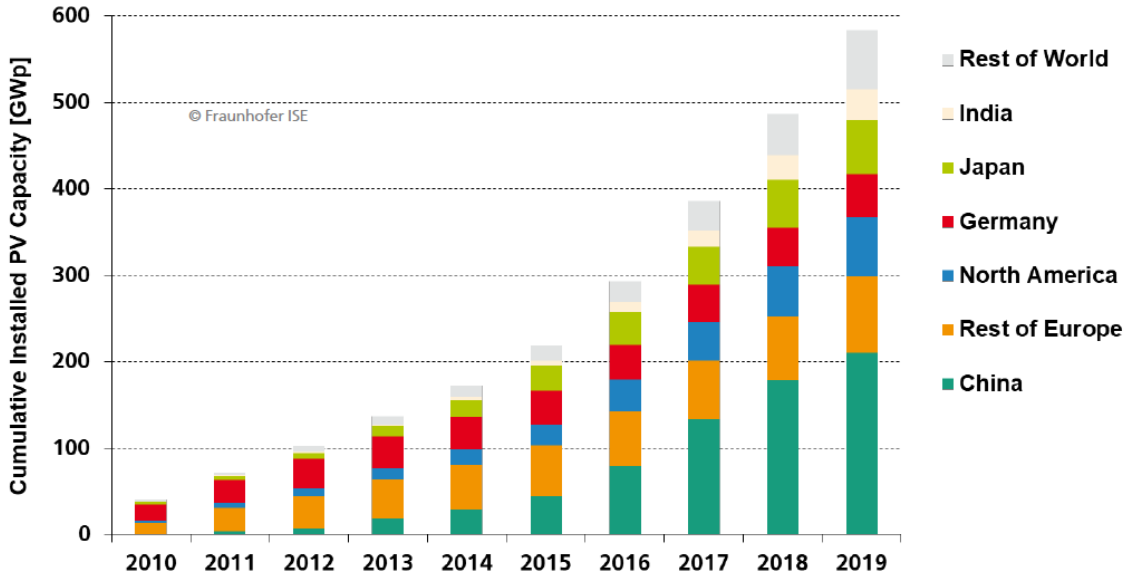


Figura 1 – Instalação FV Global – On-grid e Off-grid.
Fonte: Photovoltaics Report, Fraunhofer, 2020.

Um dos fatores que impulsionaram esse crescimento foi o preço do módulo FV que caiu drasticamente na última década, como mostra a Figura 2. O Brasil, por exemplo, tem uma redução de 59% no valor do módulo entre 2013 e 2019.

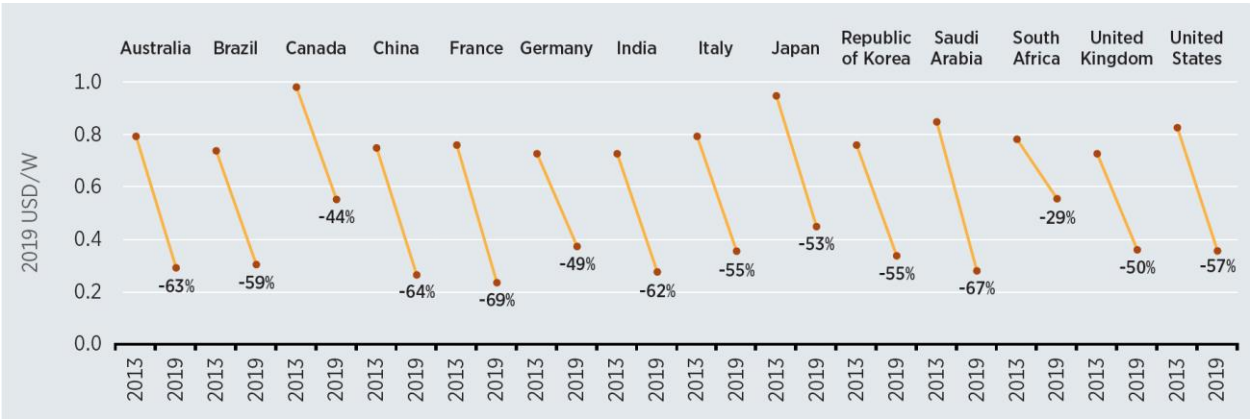
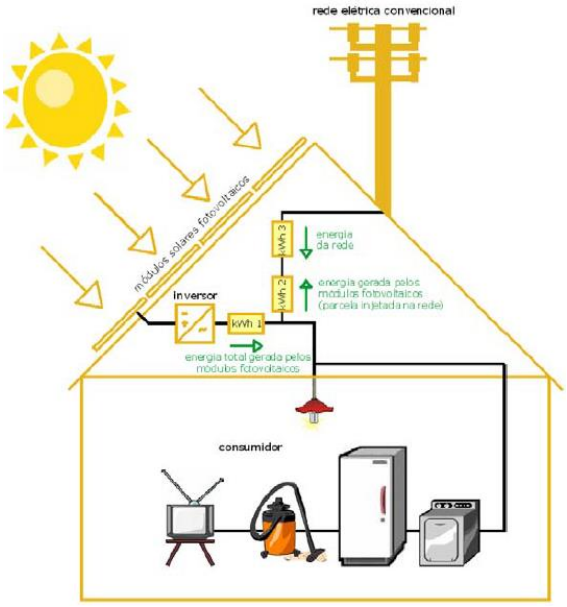


Figura 2 – Preços médios anuais dos módulos por mercado em 2013 e 2019.
Fonte: IRENA, 2020.

3.1.1 Sistemas solares fotovoltaicos integrados a edificações conectados à rede elétrica pública (on-grid)

Sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações e interligados à rede elétrica pública são chamados de sistemas *on-grid*, e trazem diversos benefícios para a concessionária e para o consumidor, já que além de produzir energia elétrica de forma distribuída, ainda podem atuar como elemento arquitetônico na cobertura de telhados, paredes, fachadas ou

janelas. Um sistema fotovoltaico *on-grid*, em sua essência, é composto por módulos fotovoltaicos, sistema de fixação ao envoltório da construção, sistema conversor CC-CA (inversor), fusíveis e disjuntores, cabos elétricos, terminais, proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão (RÜTHER, 2004). Um exemplo deste sistema pode ser visualizado na Figura 3, que mostra o gerador solar fotovoltaico mais antigo do Brasil, que opera continuamente desde sua instalação em 1997 (RÜTHER, 1998).



(a) Diagrama esquemático de um sistema FV integrado ao telhado de uma residência urbana e interligado à rede elétrica convencional



(b) Primeiro sistema FV interligado à rede elétrica do Brasil, instalado em setembro de 1997, localizado na UFSC

Figura 3 – Diagrama esquemático e primeiro sistema FV conectado à rede.

Fonte: RÜTHER, 2004 e Laboratório Fotovoltaica, UFSC

A Figura 3 ilustra o primeiro sistema do Brasil integrado à arquitetura e interligado à rede elétrica pública com potência instalada de 2,015 kWp. O sistema foi inaugurado em 09/1997.

Estes sistemas são capazes de aumentar substancialmente a capacidade do sistema elétrico, reduzir os elevados custos de transmissão e distribuição de energia, além de minimizar as perdas energéticas causadas pelos diversos transformadores e extensas linhas de transmissão e distribuição responsáveis pelo transporte da energia das grandes centrais geradoras até os centros consumidores (TOLEDO et al., 2010).

Com a ascensão dos sistemas *on-grid*, as redes elétricas de distribuição ganharam características diferentes, necessitando de um maior controle quanto à comunicação e o novo fluxo de energia em duas vias. Chamamos essas redes de Redes Inteligentes de Energia ou *Smart Grid* (SG). As SGs são importantes para o controle da concessionária quanto às variações na rede, demanda de seus usuários, inserção de fontes renováveis de energia e armazenamento de energia (BHATT et al, 2014).

3.1.2 Geração Fotovoltaica Distribuída

A viabilidade técnica e financeira de uma tecnologia de geração de energia como a solar fotovoltaica num contexto de geração distribuída depende de políticas públicas locais aplicadas. No Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. Diante disso, a ANEEL iniciou suas atividades em dezembro de 1997 e desempenha as seguintes atividades: Regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A ANEEL regulamentou por meio da REN 482/2012, as condições gerais para o acesso à rede de sistemas de mini e microgeração. Em 2015, regulamentou também, a REN 687/2015 responsável por compatibilizar o sistema de compensação de energia com a REN 414/2010. Portanto, desde 2012, uma UC é autorizada a instalar geradores de pequeno porte a partir de fontes renováveis, podendo gerar sua própria energia e fornecer por empréstimo gratuito o excedente de geração para a rede de distribuição local.

Dentre as especificações impostas, a REN 482/2012 diz que microgeração é uma central geradora potência menor ou igual a 75 kW e conectada ao sistema de distribuição secundário (baixa tensão), enquanto a minigeração tem potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW e deve ser conectada ao sistema de distribuição primário (alta tensão). Além disso, os sistemas podem estar dispostos sobre telhados, fachadas ou em solo. Já o sistema de compensação é dito como “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” (ANEEL, 2012).

Diante dos incentivos fiscais, o cada vez mais baixo preço dos sistemas FV e a regulamentação favorável, observou-se um crescente volume de instalações de sistemas FV conectados à rede ao longo dos anos, como mostra a Figura 4.

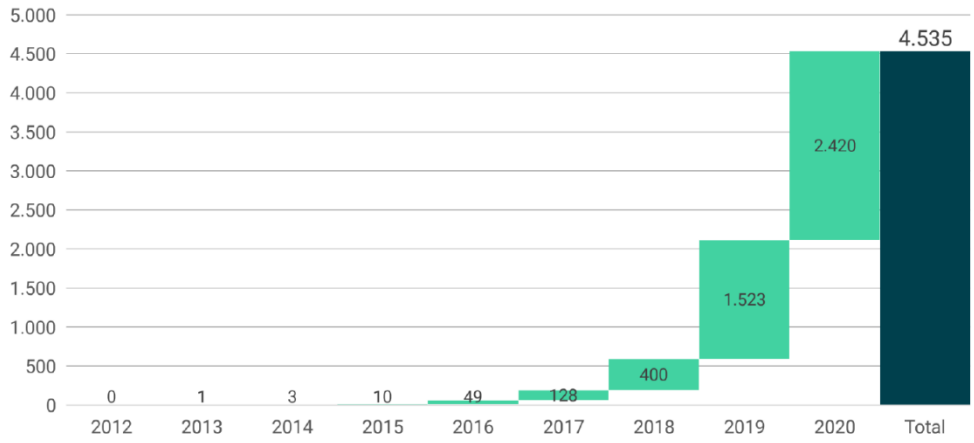


Figura 4 – Volume de sistemas FV conectados à rede em MW.

Fonte: Greener, 2020.

3.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA GRUPO B

3.2.1 Estrutura tarifária básica para consumidores do grupo B

A ANEEL estabelece dois grupos dentro do ambiente de contratação regulado, grupos A e B, que se dividem de acordo com o nível de tensão em que são atendidas as respectivas UCs.

Atualmente, o Grupo A se refere ao grupamento composto de UC com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos: a) subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e f) subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição. Já o grupo B reúne o composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, também chamada de baixa tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4) (ANEEL, 2021c).

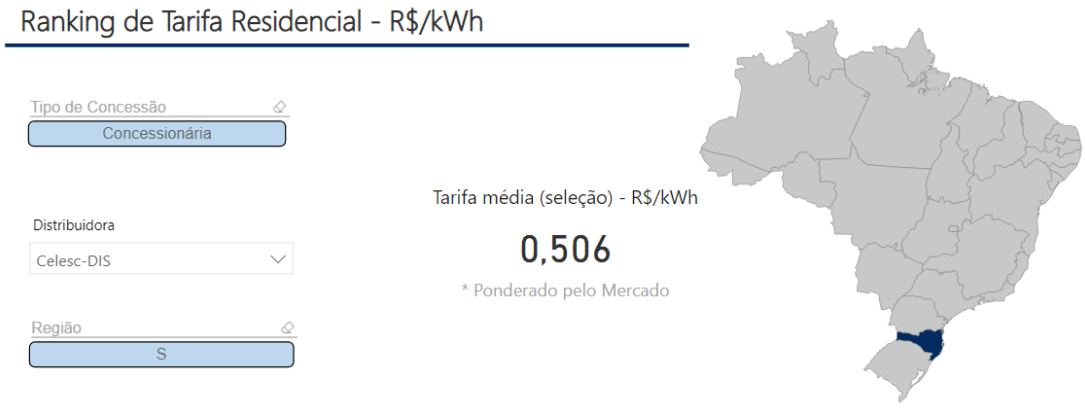
Os consumidores do grupo B estão expostos às tarifas aplicáveis somente ao consumo, medido em kWh. Ou seja, o valor da conta de energia elétrica é calculado multiplicando o valor da tarifa e o consumo daquele período de faturamento, que pode variar de mês em mês. Tais consumidores também possuem um custo referente ao consumo mínimo da edificação, o chamado custo de disponibilidade do sistema. Este valor é cobrado de acordo com a ligação elétrica da edificação. Para ligações monofásicas, o custo é de 30 kWh, para

ligações bifásicas, o valor é referente a 50 kWh e para ligações trifásicos, é de 100 kWh. Todos esses valores são multiplicados pela tarifa da concessionária local, acrescidos de tributos. O custo de disponibilidade é pago mesmo se a UC não alcançar o valor referência (ANEEL, 2010).

Além da tarifação convencional, desde 2015, os consumidores do grupo B também estão expostos às bandeiras tarifárias; um sistema de modalidade de cobrança tarifária que indica se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições e do valor da geração de eletricidade. Existem 4 bandeiras tarifárias vigentes atualmente (ANEEL, 2021c):

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,01343 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,04169 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,06243 para cada kWh consumido.

Na Figura 5 é possível observar um exemplo da tarifa residencial para a CELESC-DIS para o ano de 2021.



Distribuidora	UF	Ranking	Tarifa Convencional	Tarifa Branca - Ponta	Tarifa Branca - Intermediária	Tarifa Branca - Fora ponta	Resolução Homologatória	Início de vigência
Celesc-DIS	SC	1	0,506	0,884	0,576	0,430	2756/2020	22/08/20

Figura 5 – Tarifa Residencial da CELESC-DIS, em R$/kWh.
Fonte: ANEEL, 2021.

Hoje em dia, somente o estado de Roraima não faz parte do SIN e, portanto, não está sob este sistema tarifário.

3.2.2 Modalidade Tarifária Horária Branca

Em 2012, por meio da REN 479/2012, a ANEEL estabeleceu a modalidade Tarifária Horária Branca (também chamada simplesmente de Tarifa Branca), uma nova opção de tarifa do tipo *Time of Use* – TOU (ANEEL, 2012). Com ela, os consumidores novos e antigos do grupo B poderão optar por pagar valores diferentes de acordo com o dia e hora do consumo.

Segundo ANEEL (2020), somente os consumidores das classes abaixo podem aderir à Tarifa Branca:

- Residencial: denominada subgrupo B1;
- Rural: denominada subgrupo B2; e
- Industrial, Comércio, Serviços e outras atividades, Serviço Público, Poder Público e Consumo Próprio: denominada subgrupo B3.

Ainda de acordo com ANEEL (2020), os consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda, que já recebem benefício tarifário, e Iluminação Pública (subgrupo B4) não estão aptos a usufruírem deste posto tarifário.

Nos dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia de acordo com as revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, mas sempre obedecendo aos três horários pré-estabelecidos: Ponta (aquele com maior demanda de energia e tarifa mais elevada), Intermediário (via de regra, uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta, com tarifa em um valor intermediário) e o Fora de Ponta (aquele com menor demanda de energia e tarifa com valor menor). Os sábados, domingos e feriados nacionais operam com a tarifa horária fora de ponta (ANEEL, 2020).

A tarifa de energia varia substancialmente de acordo com cada distribuidora, portanto, na Figura 6 é possível observar os valores praticados pela CELESC-DIS no ano de 2021.

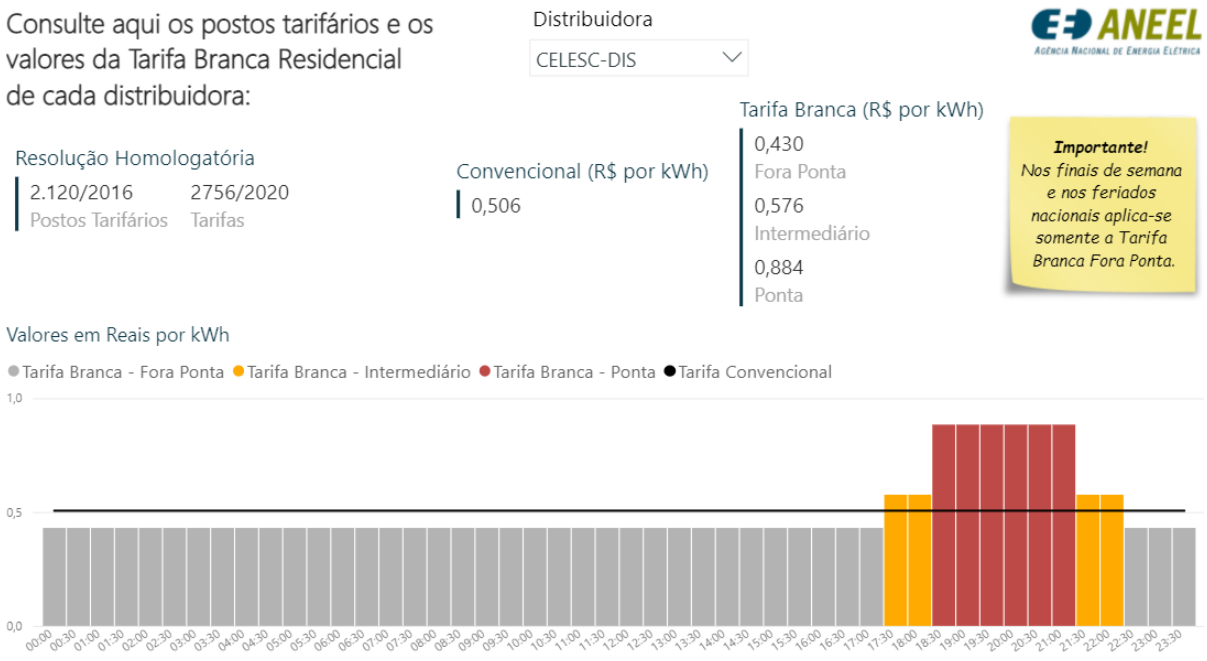


Figura 6 – Postos tarifários e valores da Tarifa Branca Residencial para CELESC-DIS.
Fonte: ANEEL, 2021.

Um dos objetivos da criação da Tarifa Horária Branca foi criar condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa, pois a Tarifa Fora de Ponta tem um valor inferior ao valor da Tarifa Convencional (ANEEL, 2020).

3.3 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)

O conceito de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) forneceu ao usuário final a capacidade de adaptar seu consumo de energia de forma a trazer benefícios ao sistema de distribuição da concessionária, como por exemplo redução do pico de consumo em horários determinados, conservação estratégica por meio da redução de consumo por eletrodomésticos, crescimento estratégico, um controle mais flexível da carga e o chamado *load shifting*, que é o controle flexível da demanda por meio de inserção de componentes extras ao sistema convencional (EPE, 2015). Tal gerenciamento pode ser realizado tanto pelo lado da concessionária (forma direta) ou pelo lado do consumidor (forma indireta). Na Figura 7 é possível observar as diferentes técnicas para o gerenciamento da demanda.

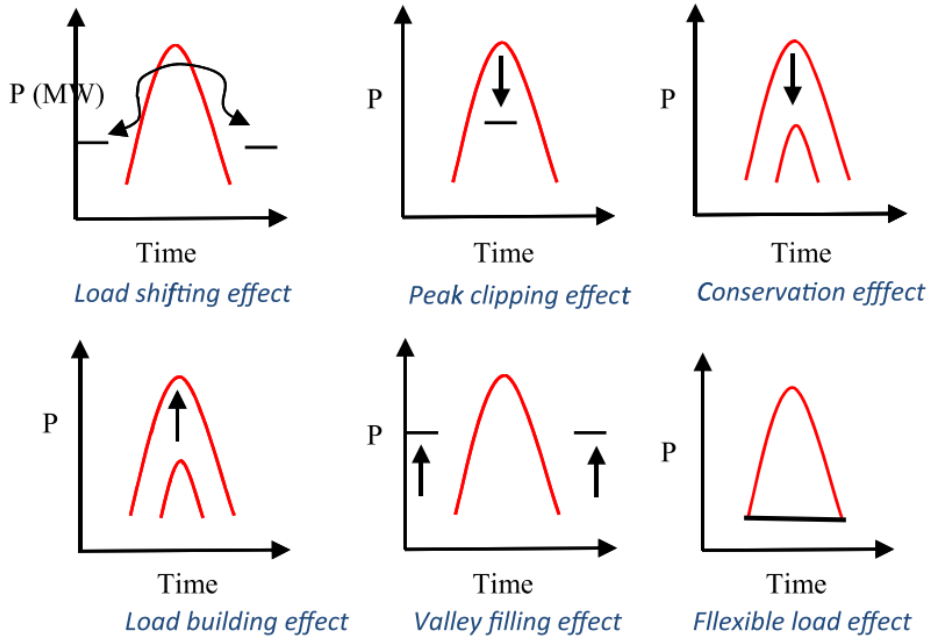


Figura 7 – Técnicas para gerenciamento pelo lado da demanda.
Fonte: ESTHER, B. P., 2016.

Este tipo de controle também incentivou o autoconsumo, já que é possível maximizar o consumo residencial instantâneo da geração fotovoltaica e/ou armazenar energia, por meio de baterias, para uso posterior durante as horas de pico da rede, diminuindo os custos com o consumo de energia no horário de ponta. Jiménez-Leube (2011) mostraram como o gerenciamento do lado da demanda aliviou a variabilidade da energia renovável, especificamente a energia solar fotovoltaica, aumentando assim o uso dessas tecnologias. E também descreveram o Gerenciamento Ativo do Lado da Demanda como uma combinação de controle automático das cargas residências, tais como eletrodomésticos e eletroeletrônicos, com as energias renováveis.

3.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Sistemas de armazenamento de energia (BESS, do inglês *Battery Energy Storage System*) são definidos como uma unidade de armazenamento de energia em suas formas cinética, eletroquímica ou elétrica, juntamente com seus conversores para a forma elétrica, controladores de carga e inversores.

As baterias eletroquímicas ocupam papel de destaque neste cenário e têm sido extensivamente investigadas para acompanhar a penetração de energias renováveis e veículos elétricos no sistema. As vantagens do uso do BESS estão em arbitrar o melhor horário para o despacho da energia acumulada, aumento de autoconsumo da geração FV, redução das curvas

de carga, fornecimento de energia em momentos críticos ou de contingencia (MOSELEY, 2015).

As baterias também poderão fornecer serviços ancilares à rede de distribuição, tais como regulação da frequência e tensão, compensação de reativo, controle do fluxo de potência evitando fluxo reverso, além de evitar perdas por sobreaquecimento nas linhas nos horários de ponta. É possível também postergar investimentos em reforço na rede e troca de transformadores da rede de distribuição devido ao crescimento da demanda (YUNUSOV, 2016).

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (EPE, 2018) indica que tecnologias de armazenamento, tais como usinas hidrelétricas reversíveis e baterias, podem ser utilizadas visando complementação de potência e, consequentemente, amento da capacidade do sistema elétrico nacional.

O BloombergNEF (2019) prevê uma expansão exponencial das instalações de sistemas de armazenamento de energia no mundo, até 2040, como mostra a Figura 8.

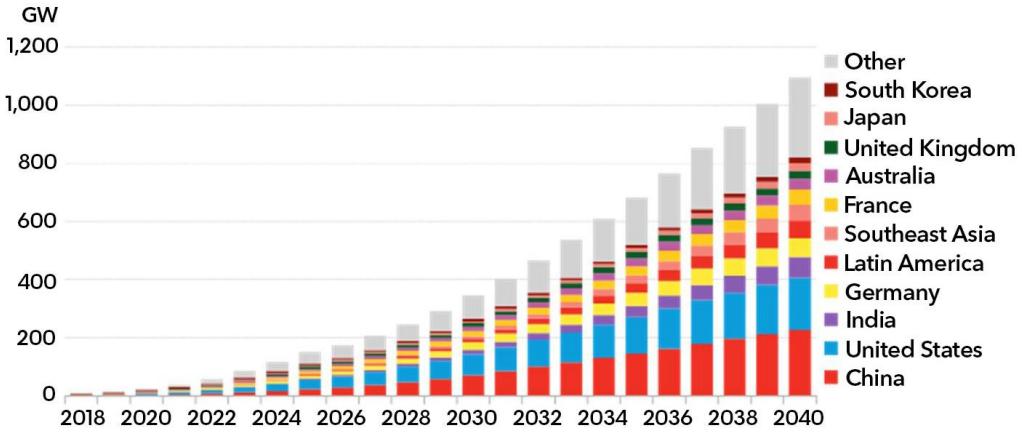


Figura 8 – Previsão de Instalações globais de Armazenamento de Energia.
Fonte: BloombergNEF, 2019.

Além disso, presume uma redução adicional de metade custos de baterias de íon-lítio por kWh, até 2030, devido à grande demanda programada dos mercados de armazenamento estacionário e veículos elétricos (BNEF, 2019).

Diversos tipos de materiais e composições são explorados para produzir as baterias eletroquímicas, dentre eles podemos destacar: NaS, íons de Li, chumbo-ácido, vanádio-redox flow, NaNiCl e Zinco-ar. A Tabela 1 apresenta um comparativo entre as características das principais baterias eletroquímicas.

Tabela 1 – Comparativo entre as características das baterias de Chumbo Ácido, Íon de lítio e Baterias de fluxo

Característica	***Chumbo Ácido***	***Íon de lítio***	***Baterias de fluxo***
Composição química	Pb + H2SO4	LFP, NMC, NCA...	Redox de vanádio, Ferro-Cromo, Zinco Bromo
Tempo de descarga	Flexível, pode ser otimizado para até 20 horas	Até 4 horas	4 - 10 horas
Vida útil (ciclos)	200 - 800	2,000 - 8,000	10,000 - 15,000
Eficiência total	60%-70%	85%-98%	60%-85%
Densidade energética	Baixa	Alta	Média
Preço baterias (USD)	Até USD 100/kWh	Até USD 200/kWh	USD 200 - 600/kWh
Segurança	Média	Baixa - Média	Não inflamável, mas vazamentos possíveis
Toxicidade	Elevada	Média	Depende. Bromo pode ser muito tóxico

Fonte: IFC e Greener, 2021.

As baterias de íons de Li têm se destacado devido à sua grande densidade de energia, elevada eficiência no ciclo carga-descarga e vida útil, mas ainda desaponta no setor comercial devido ao seu elevado custo, apesar de estar diminuindo com o decorrer dos anos, conforme Figura 9 (Nascimento, 2019). O IRENA (2015) diz que é necessário buscar novas formas para substituição do uso de metais raros e caros, pois, por mais que as reservas de lítio estejam seguras para um futuro próximo, o uso excessivo deste recurso pode torna-lo escasso rapidamente, se não controlado.

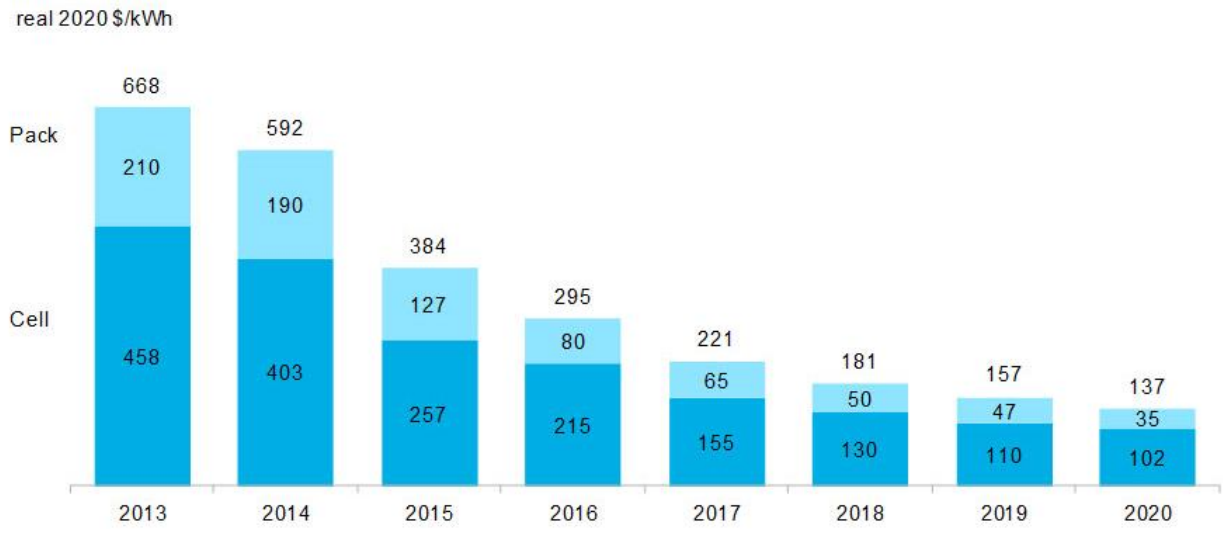


Figura 9 – Valor médio do pack e da célula de baterias de íon-lítio.
Fonte: BloombergNEF, 2020.

Atualmente, o custo para a implementação de um BESS comercial tem um alto valor e 50% desse valor se refere à aquisição dos bancos de baterias – formado pelas células, racks, BMS - *Battery Management System*, e os impostos (Greener, 2021).

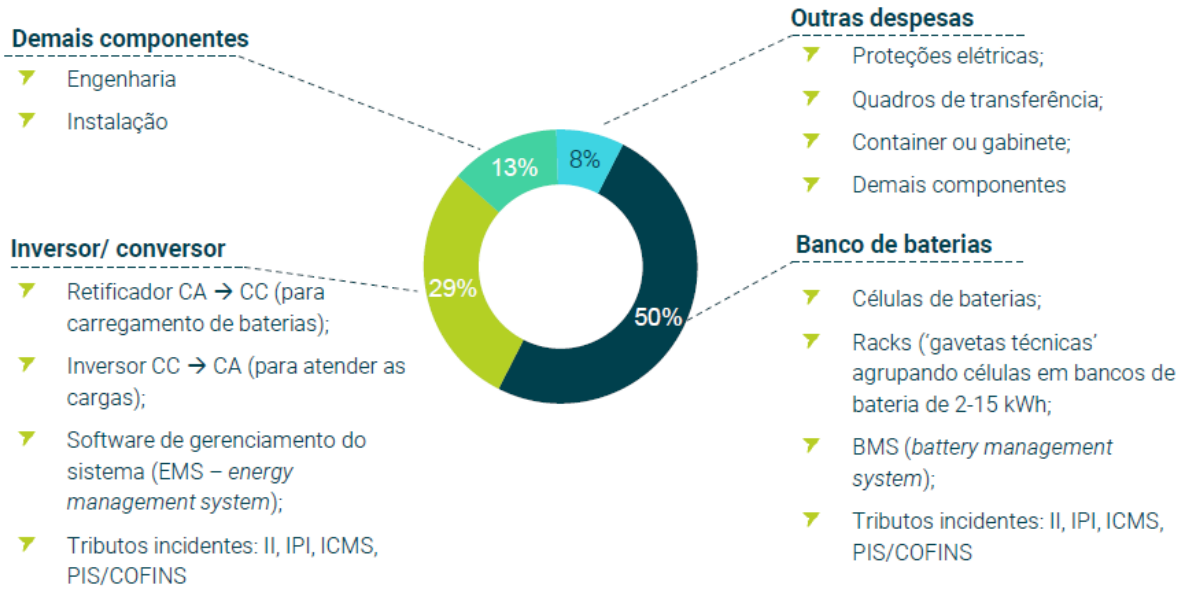


Figura 10 – Formação do custo para implementação de um BESS utilizando baterias de íons de lítio no Brasil.
Fonte: Greener, 2021.

Um dos grandes impasses relacionados às baterias eletroquímicas está em sua vida útil, pois os ciclos completos de carga e descarga causam uma degradação irreversível, fazendo com que percam sua capacidade inicial e comprometendo o desempenho para exercer a atividade para qual foi especificada.

Este tipo de degradação é impactado diretamente pelo estado mínimo de carga (*State of charge* - SoC), a temperatura de operação, e a profundidade de descarga (*Depth of Discharge* – DoD). Geralmente são utilizados 20% de SoC mínimo, 90% de SoC máximo e um DoD de 70% a 80%. O estado de saúde (SoH - *State of health*) indica sua capacidade atual comparado com sua capacidade inicial. É comum uma bateria ter mais de "uma vida"; por exemplo, o final da vida útil de uma bateria do setor automobilístico é alcançado quando o SoH cai para valores entre 70 e 80% e sua segunda vida está relacionada com seu uso como baterias estacionárias, como, por exemplo, utilizar nas aplicações deste estudo (SAEZ-DE-IBARRA et al., 2016).

3.5 ASPECTOS ECONÔMICOS

Para uma avaliação completa dos impactos da inserção de um sistema de armazenamento de energia de pequeno porte em uma UC é preciso também analisar seus impactos econômicos. Para tal, será realizada uma análise com as principais variáveis para as despesas das UCs.

Os indicadores econômicos utilizados neste trabalho serão:

- Valor Presente (VP) e Valor Presente Líquido (VPL);
- Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Tempo de Retorno de Investimento (*payback time*);
- Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS, da sigla em inglês para *Levelized Cost of Storage*); e
- Custo Nivelado de Energia (LCOE, da sigla em inglês para *Levelized Cost of Energy*).

O Valor presente (VP) é o somatório dos fluxos de caixa futuros descontados por uma taxa de desconto que represente a exigência mínima de retorno, conforme Equação (1). O VPL é o valor total ao final do tempo do projeto descrito, indicado na Equação (2). Um investimento será economicamente viável se, e somente se, o VPL for positivo.

$$VP(t) = -I + \sum_{j=1}^{t} \frac{(R_j - C_j)}{(1+i)^j} \tag{1}$$

$$VPL = VP(n) \tag{2}$$

Onde:

$1 \leq t \leq n$;
I = Investimento inicial, em R$;
R_j = Receita do ano j, em R$;
C_j = Custo do ano j, em R$;
i = Taxa anual de juros empregada;
j = Índice genérico que representa o período j = 1 a t;
$VP(t)$ = Valor presente do capital, em R$;
VPL = Valor presente líquido, em R$;
n = Vida útil do sistema FV;

Por sua vez, a TIR, apresentada pela na Equação (3), indica qual a taxa de juros necessária para que o VPL seja nulo ($VPL = 0$), ou seja, é a taxa que expressa à rentabilidade

de um projeto. Quando são utilizados valores de juros *i* menores que a TIR o projeto apresenta viabilidade.

$$VPL = 0 = -I + \sum_{j=1}^{n} \frac{(R_j - C_j)}{(1 + TIR)^j} \quad (3)$$

O *payback time* indica em quanto tempo o capital investido é recuperado, ou seja, quando o VP acumulado se torna um valor positivo (Hoji, 2012).

O LCOE representa o custo por unidade de medida de energia gerada, calculado em termos do custo inicial, dos custos da fonte primária empregada (quando aplicado) e dos custos de operação e manutenção (Bortolini et al., 2014). O método de cálculo do LCOE é representado na Equação (4).

$$LCOE_{FV} = \frac{I + \sum_{j=1}^{t} \frac{O\&M_t}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^{t} \frac{E_{FV}.(1-d)^j}{(1+i)^j}} \quad (4)$$

Onde:

$1 \leq t \leq n$;
I = Investimento inicial, em R$;
i = Taxa anual de juros empregada;
j = Índice genérico que representa o período j = 1 a t;
$O\&M_t$ = Custos anuais referentes à operação e manutenção do sistema;
E_{FV} = Energia fotovoltaica gerada ao longo do período j;
d = Degradação anual do sistema FV;
n = Vida útil do sistema FV;

O LCOE é o indicador econômico mais indicado para verificar a paridade tarifária. Ou seja, o LCOE pode ser utilizado para comparar usinas com diferentes tipos de insumo para produção de energia, tais como fotovoltaica, eólica, térmica e/ou hidrelétrica, mas que possuem situações regulatórias similares, ou seja, estão sob o mesmo regime regulatório.

Em sistemas de micro e mini geração fotovoltaica (geração distribuída), o LCOE pode ser aplicado para comparar seu valor à tarifa da concessionária local. Quando o LCOE é igual ao valor da tarifa de energia praticada pela concessionária significa que o sistema atingiu a paridade com a rede. Além disso, ainda podem ser feitas análises relacionadas às tecnologias fotovoltaicas disponíveis.

Por último, será utilizado o indicador econômico Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS, da sigla em inglês para *Levelized Cost of Storage*). O LCOS indica qual é o valor tarifário médio em que o BESS deve ser descarregado afim de, no mínimo, zerar seus custos

de implementação e O&M. Com o LCOS é possível saber quando o sistema se tornará viável comparando com uma projeção tarifaria ao longo do tempo.

Para tal, o LCOS pode ser calculado utilizando o método indicado por Jülch et al. (2015), explanado na Equação (5).

$$LCOS = \frac{\sum_{n=1}^{T}\left[\frac{I_{BESS} + O\&M_n}{(1+TMA)^n}\right]}{\sum_{n=1}^{T}\left[\frac{ESS_{C_n}}{(1+TMA)^n}\right]} \quad (5)$$

Onde:

$LCOS$ = Custo nivelado de armazenamento, expresso em R$/kWh;
I_{ESS} = Custo inicial do BESS, expresso em R$;
$O\&M_n$ = Custo de operação e manutenção do BESS por ciclo, expresso em R$;
ESS_{C_n} = Capacidade de armazenamento do BESS por ciclo, expresso em kWh;
TMA = Taxa mínima de atratividade;
T = Número de ciclos;
n = Vida útil do sistema FV;

Os valores para as taxas prefixadas, os investimentos iniciais e O&M para os BESSs e os sistemas FV instalados, bem como das tarifas de energia, serão definidos posteriormente.

Os indicadores econômicos apresentados anteriormente serão aplicados para a Tarifa Convencional e para os postos da Tarifa branca, de acordo com uma análise previa de cada residência, exclusivamente para os valores e normativas da CELESC-DIS, pois todas as residências estão sob concessão desta distribuidora.

4 METODOLOGIA

Este capítulo dedica-se a apresentar a metodologia a ser implementada neste trabalho.

4.1 OBJETOS DE ESTUDO

Ao longo deste trabalho serão analisados dados reais de cinco residências localizadas na Grande Florianópolis. É possível observar a localização geográfica de cada UC na Figura 11. O nível de irradiação global horizontal para a região de Florianópolis, no sul do país, é em torno de 1.610 kWh/m²/ano ou 4,41 kWh/m²/dia, e é considerada baixa, quando comparada com a média nacional (PEREIRA, E. B. et al, 2017).

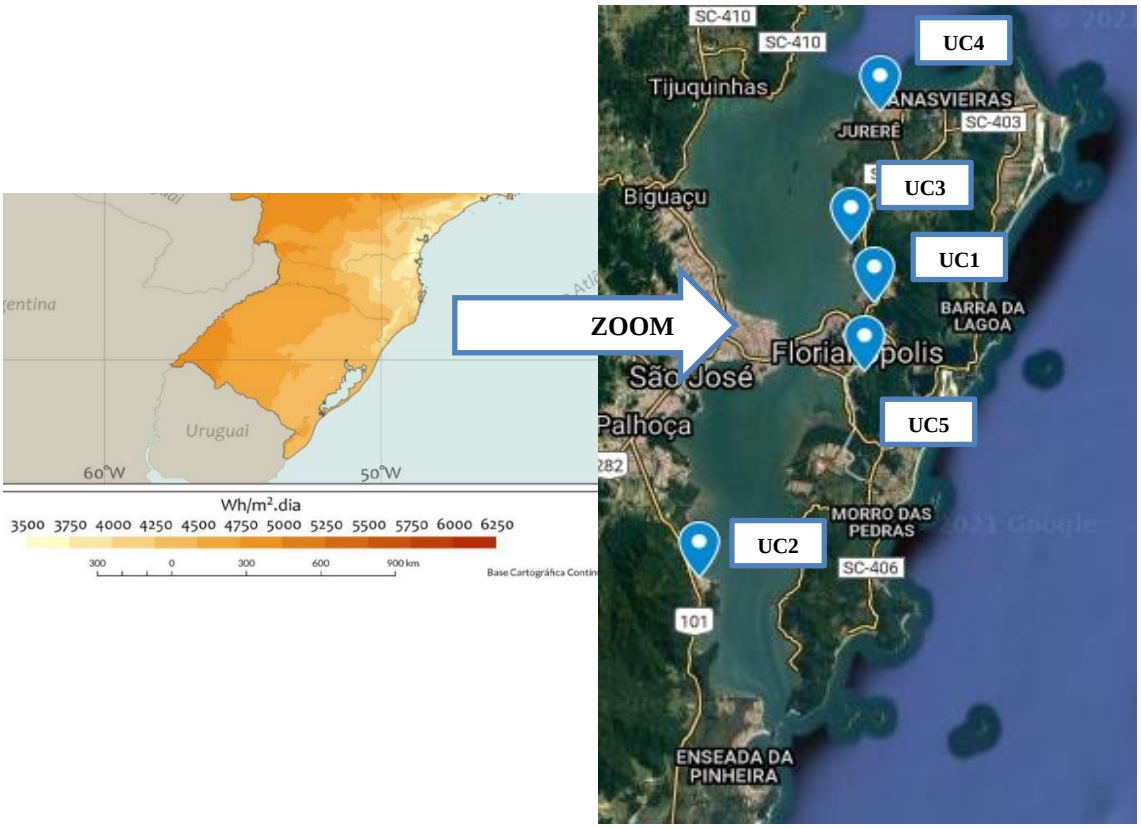


Figura 11 – Localização geográfica das UCs 1, 2, 3, 4 e 5.
Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) e Google Maps (2021).

As UCs em questão já possuem sistemas fotovoltaicos instalados, conforme informações apresentadas na Tabela 2. Os valores do custo do kit FV+instalação foram adquiridos do Estudo Estratégico Geração Distribuída, da Grenner (2020).

Tabela 2 – Informações sobre os sistemas FV instalados nas UCs.

Parâmetro	***UC1***	***UC2***	***UC3***	***UC4***	***UC5***
Potência total instalada	3,72 kWp	6,82 kWp	3,72 kWp	2X 2,65 kWp	2,79 KWp
Nº de módulos multicristalinos (p-Si)	12	22	12	20	9
Número de inversores FV	1	1	1	2	1
Ano de instalação do sistema FV	2019	2016	2017	2017	2016
Custo do *kit* no ano de instalação	5,23 R$/Wp	7,99 R$/Wp	6,52 R$/Wp	6,52 R$/Wp	R$10,45
Custo do *kit* em 2020/2	4,96 R$/Wp	4,42 R$/Wp	4,96 R$/Wp	4,42 R$/Wp	6,19 R$/Wp

O projeto busca analisar o desempenho de baterias de íons de lítio comercialmente disponíveis (de fácil aquisição e disponíveis no mercado) em aplicações residenciais.

Na Tabela 3 estão apresentadas as principais informações técnicas da bateria utilizada neste estudo.

Tabela 3 – Informações técnicas da bateria de íons de lítio do BESS utilizado neste trabalho.

Parâmetros Bateria	***Especificações***
Tipo de bateria	LiFePO4
Número de módulos	2 módulos de 2,56 [kWh]
Energia utilizável [kWh]	5,12
Potência máxima de saída [kW]	5,12
Tensão nominal [V]	51,2
Tensão de trabalho [V]	43,2~56,4
IP de proteção	IP20

Na Tabela 4 estão apresentadas as principais informações técnicas acerca do inversor da bateria utilizada no BESS instalado.

Tabela 4 – Informações técnicas do inversor do BESS.

Parâmetro Inversor Bateria	***Especificações***
Tensão de trabalho AC [V]	230/172,5 ~ 264,5
Frequência [Hz]	50/40 até 70
Corrente CA máxima para operação na rede [A]	20
Potência aparente máxima para operação na rede [kVA]	4,6
Corrente máxima de entrada CA [A]	50
Potência máxima de entrada CA [W]	11500
Eficiência do inversor	0,958
IP de proteção	IP54

A

Figura 12 ilustra o diagrama unifilar simplificado da conexão do sistema de microgeração FV e do BESS.

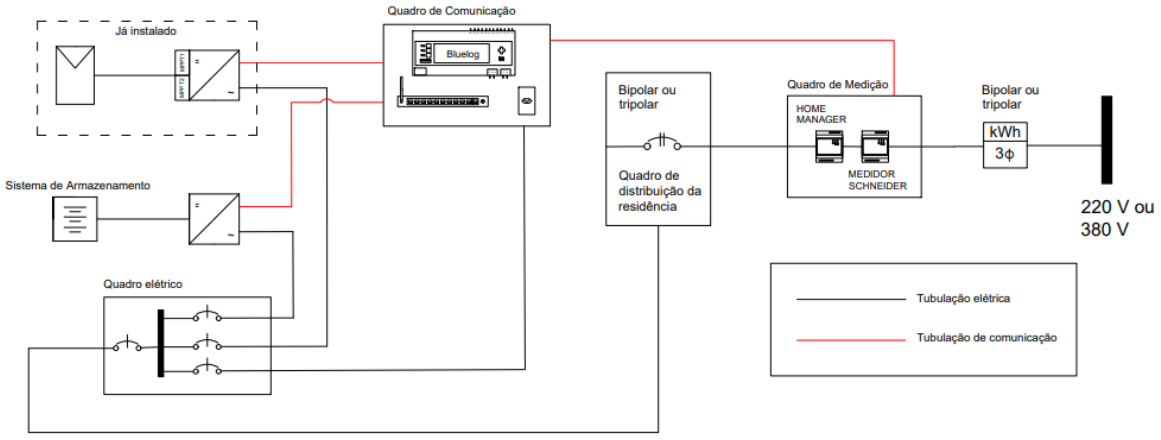


Figura 12 – Diagrama unificado simplificado de potência da instalação do BESS de cada UC.

Já a Figura 13 mostra o diagrama unifilar simplificado de comunicação do BESS, do sistema de microgeração FV e dos sensores.

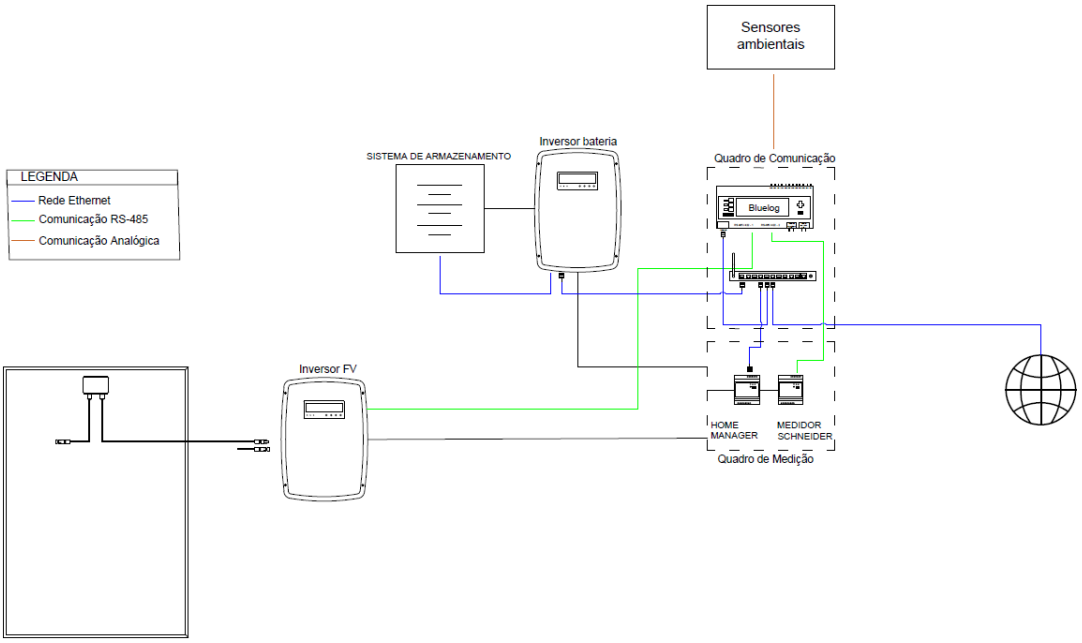


Figura 13 – Diagrama unificado simplificado de comunicação do BESS de cada UC.

Nas figuras 14, 15, 16, 17 e 18 são apresentadas as imagens dos sistemas FV já instalados nas cinco UCs utilizadas neste trabalho e do BESS em fase de instalação.



Figura 14 – Sistema FV e BESS da UC 1.



Figura 15 – Sistema FV e BESS da UC 2.



Figura 16 – Sistema FV e BESS da UC 3.



Figura 17 – Sistema FV e BESS da UC 4.

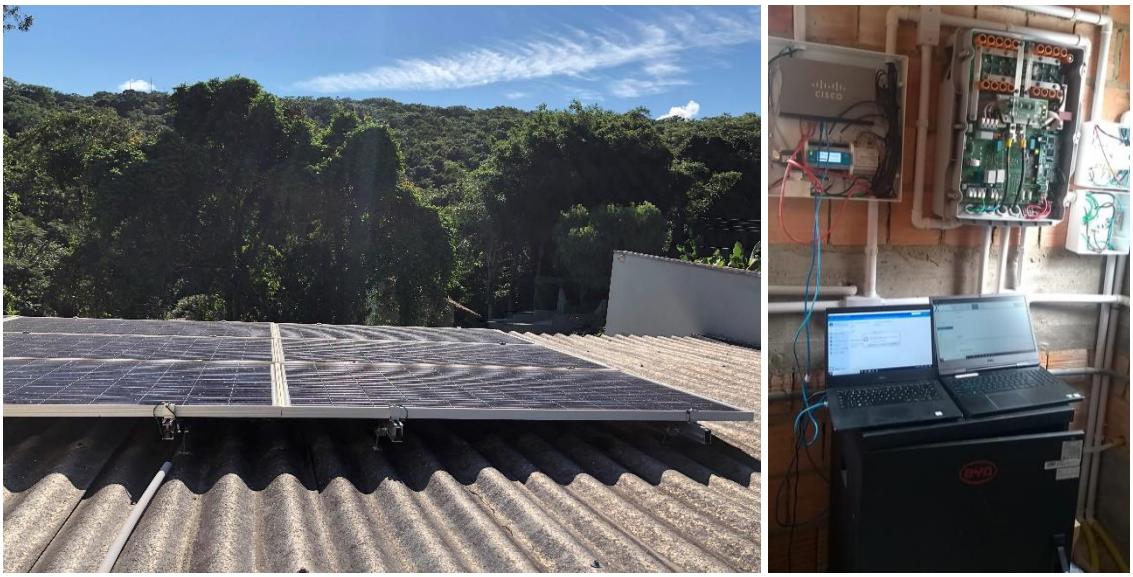


Figura 18 – Sistema FV e BESS da UC 5.

4.2 ANÁLISE DA IMPLEMENTAÇÃO DO BESS

A partir dos dados coletados durante o período informado serão feitas análises conforme os objetivos do projeto. A Figura 19 apresenta um diagrama simplificado do fluxo de análise dos dados.

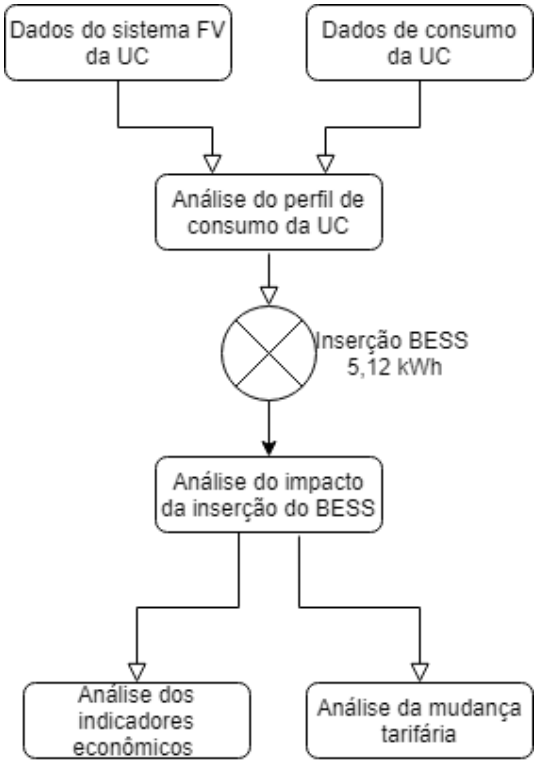


Figura 19 – Diagrama do fluxo de análise dos dados.

Os dados serão analisados individualmente para cada UC, considerando suas características individuais. Os indicadores econômicos considerados serão os já apresentados

na revisão bibliográfica e a mudança tarifaria será considerada somente para a realização simulações, ou seja, ao final da avaliação, as UCs consideradas optas a mudarem para tarifa branca não farão essa mudança obrigatoriamente.

4.3 ANÁLISE DO DESPACHO E FLUXO DE ENERGIA NO BESS

Os BESS instalados possuem um medidor de energia capaz de comandar o despacho estratégico do sistema. Com o objetivo principal de maximizar o autoconsumo da UC, o fluxo de energia do BESS seguirá as Equações 6, 7 e 8.

$$E_{BESS-ATUAL}(t) = (SoC(t) - SoC_{BESS-MÍN}).E_{BESS-NOMINAL} \quad (6)$$

$$SoC_{BESS-MÍN} \leq E_{BESS-ATUAL}(t) \leq SoC_{BESS-MÁX} \quad (7)$$

$$E_{BESS-CARGA}(t) = (DoD \cdot E_{BESS-NOMINAL}) - E_{BESS-ATUAL} \quad (8)$$

Onde:

t = Tempo;
$E_{BESS-ATUAL}(t)$ = Energia disponível no BESS no instante t, em kWh;
$SoC(t)$ = Estado de carga do BESS, no instante t;
$E_{BESS-NOMINAL}$ = Capacidade de armazenamento nominal do BESS, em kWh;
$SoC_{BESS-MÍN}$ = Estado de carga mínimo do BESS;
$SoC_{BESS-MÁX}$ = Estado de carga máximo do BESS;
$E_{BESS-CARGA}(t)$ = Energia necessária para alcançar o valor de $E_{BESS-NOMINAL}$;
DoD = Profundidade de descarga do BESS.

5 RESULTADOS PRELIMINARES

Este capítulo reserva-se às análises preliminares dos resultados do trabalho proposto.

5.1 ANÁLISE PRELIMINAR DO CONSUMO ENERGÉTICO E PRODUÇÃO FV DE TODAS AS UCS

Para o mapeamento do consumo energético e produção FV foram coletados dados durante o período de dois anos - 01/2019 a 12/2020. Os dados foram adquiridos por meio das contas de energia elétrica e dos portais dos sistemas FV de cada UC, apresentados no Apêndice A. Foram analisados os seguintes parâmetros:

- Consumo da concessionária: Consumo visto e faturado pelo medidor bidirecional da CELESC-DIS, em kWh/mês. Este dado foi obtido por meio de análise da conta de energia elétrica de cada UC.
- Energia injetada na rede da concessionária: Energia excedente (não consumida instantaneamente) injetada na rede da CEELSC-DIS, em kWh/mês. Este dado foi obtido por meio de análise da conta de energia elétrica de cada UC.
- Energia total gerada sistema FV: Energia total gerada pelo sistema FV instalado na UC, em kWh/mês. Este dado foi medido pelo sistema FV e retirado do portal online do inversor FV.
- Autoconsumo total: Energia produzida pelo sistema FV da UC e consumida instantaneamente pelas cargas ligadas, em kWh/mês. Este dado foi obtido por meio da subtração do parâmetro "Energia injetada na rede da concessionária" do "Energia total gerada sistema FV".
- Energia total consumida: Indica o valor total do consumo da residência, em kWh/mês. Ou seja, este dado foi calculado somando o "Consumo da concessionária" e o "Autoconsumo total".

Na Figura 20, Figura 20, Figura 22, Figura 23 e Figura 24 é possível observar a evolução do consumo energético e produção de cada UC, conforme os parâmetros anteriormente apresentados.

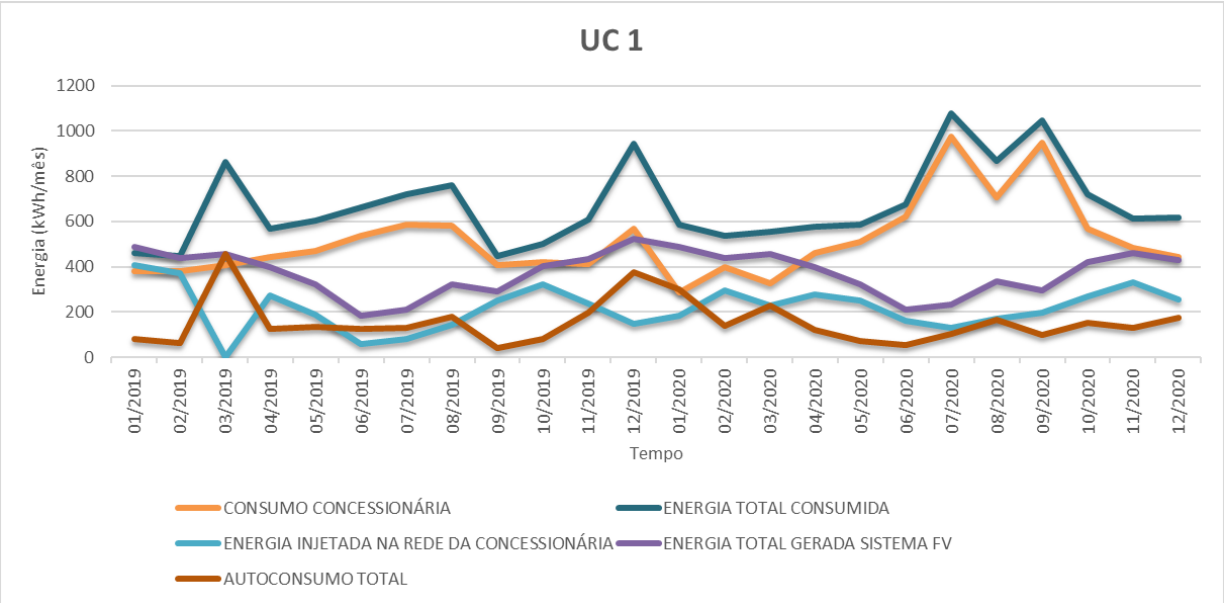


Figura 20 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 1.

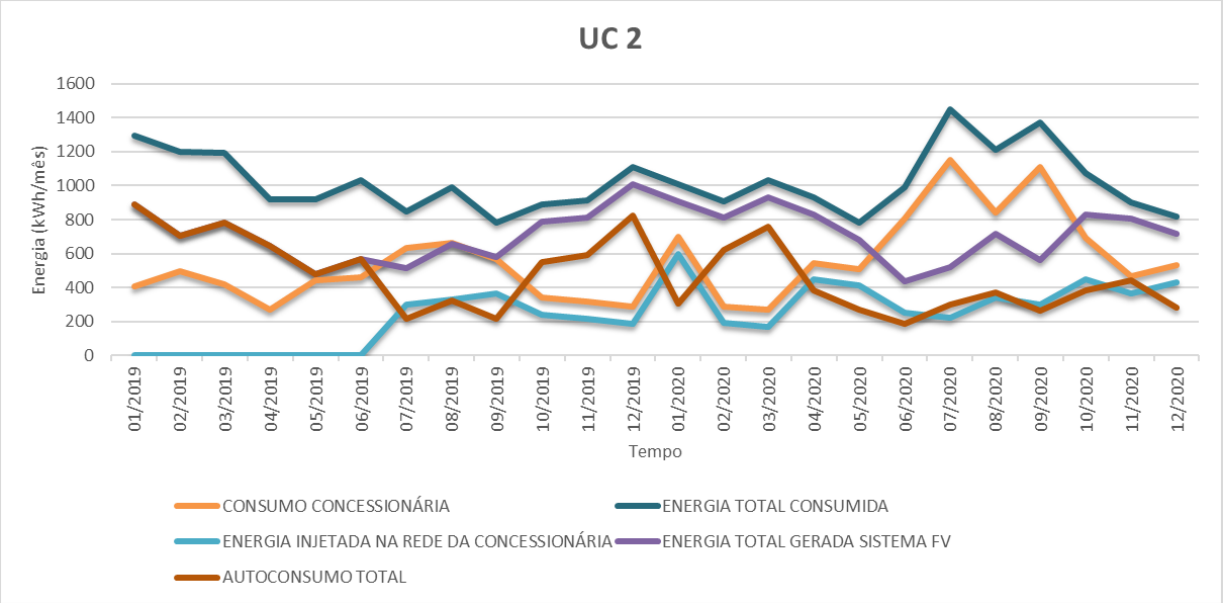


Figura 21 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 2.

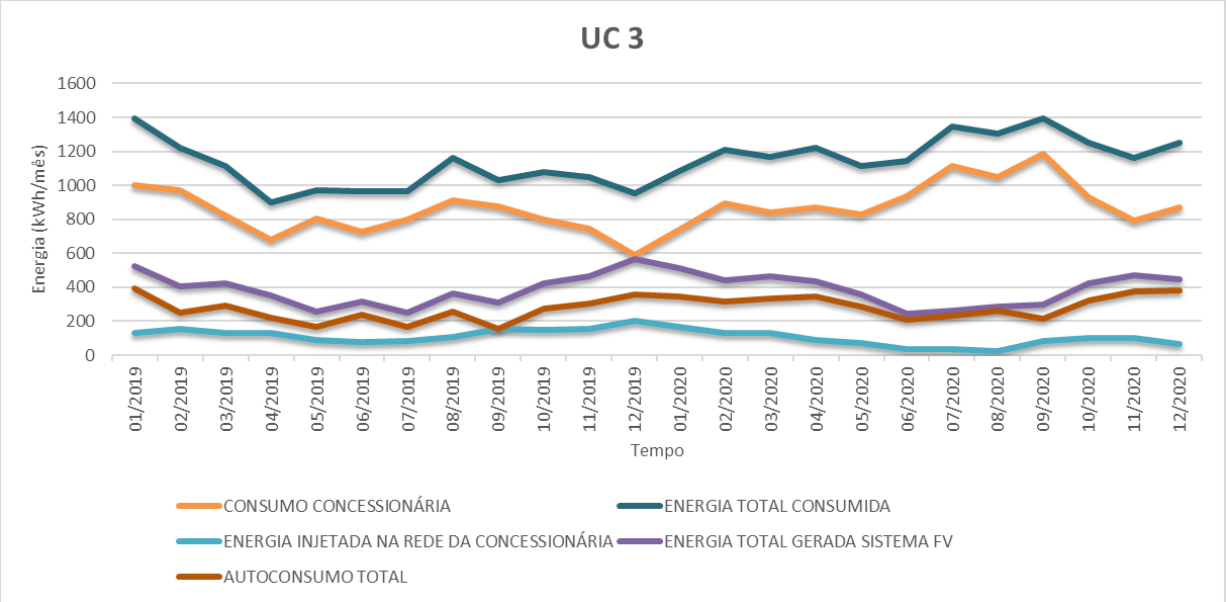


Figura 22 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 3.

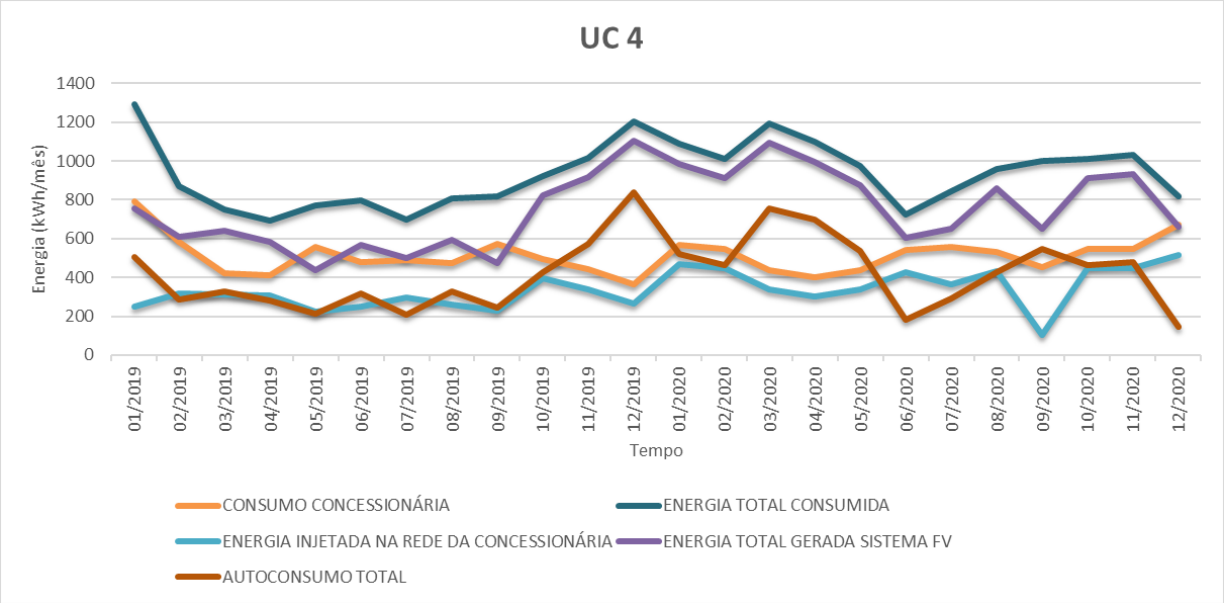


Figura 23 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 4.

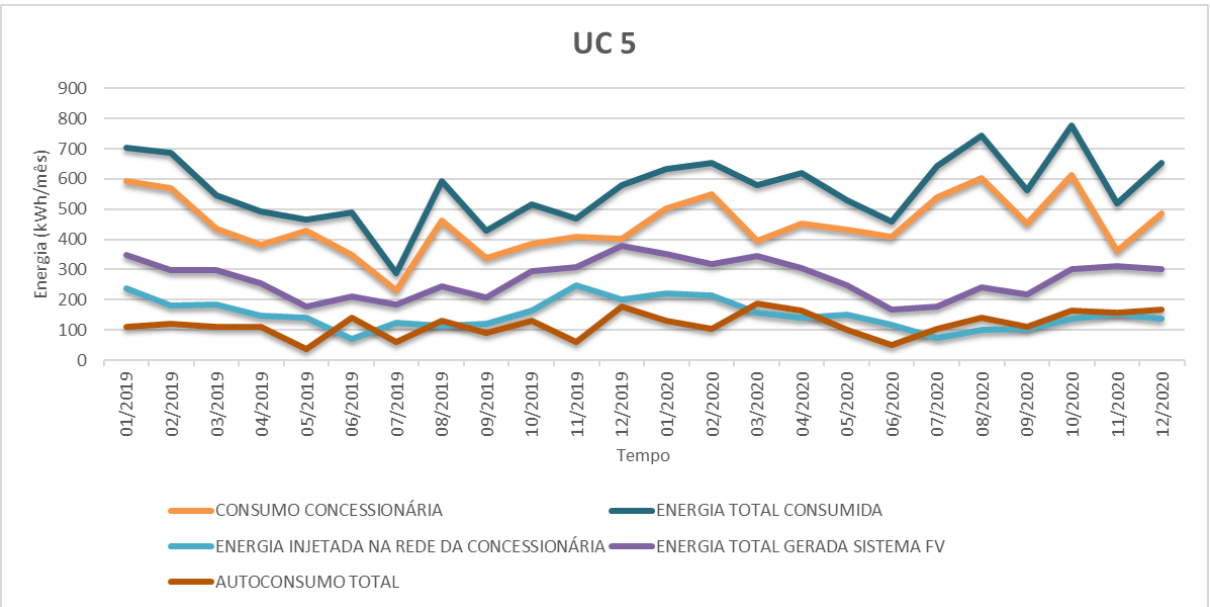


Figura 24 – Evolução do Consumo Energético e Produção FV da UC 5.

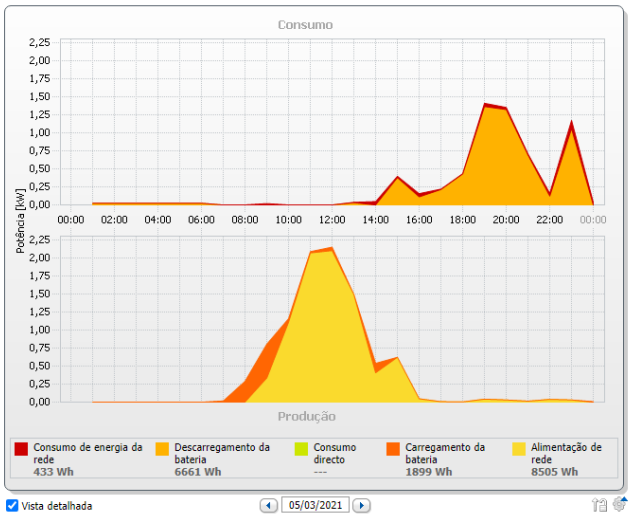
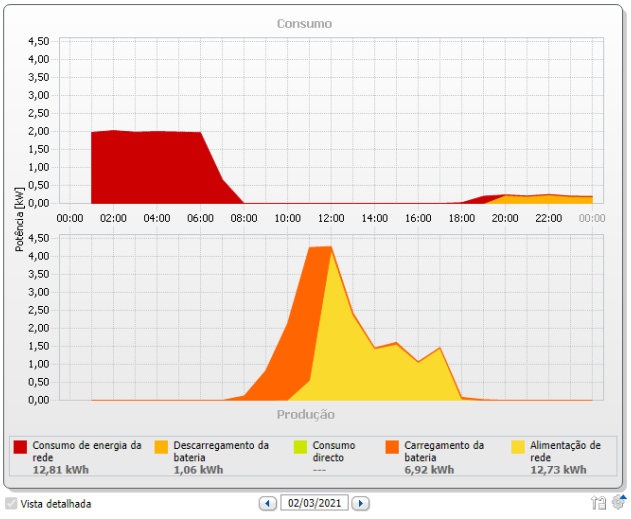
É importante ressaltar a diferença de consumo entre os meses de inverno e verão para todas as UCs. Esta diferença de consumo se refere ao uso mais intenso do ar-condicionado nos períodos mais quentes do ano (ESTHER e KUMAR, 2016).

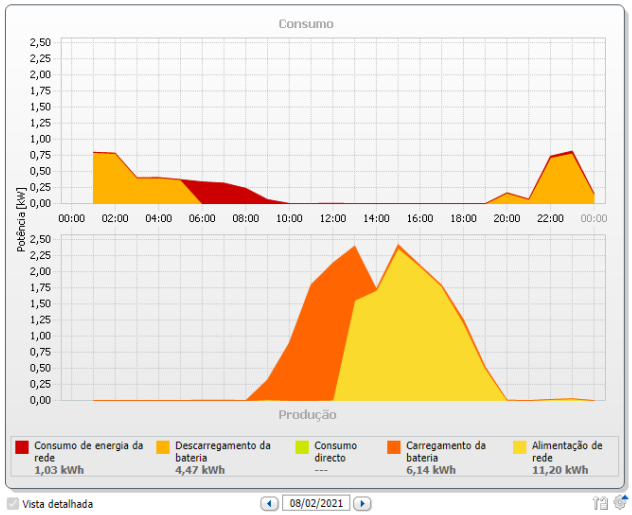
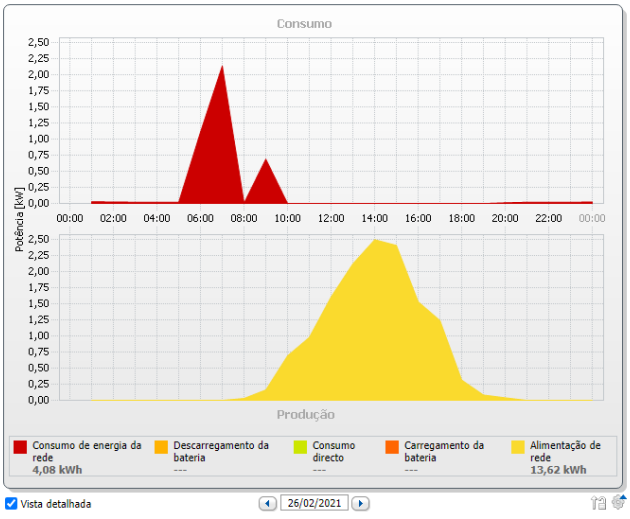
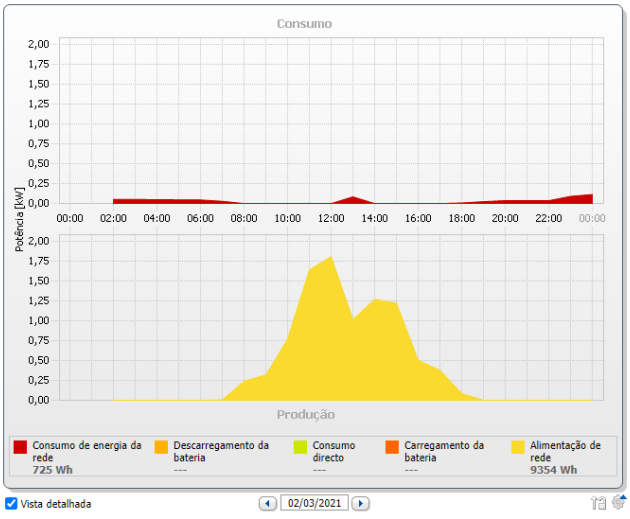
5.2 DESPACHO ESTRATÉGICO PARA CADA UC

O despacho estratégico foi programado conforme o autoconsumo de cada UC. Um percentual médio de autoconsumo sobre a geração total alto mostra que a UC tem um perfil de consumo predominantemente diurno, pois a geração FV só é possível durante o dia. Em caso de baixo autoconsumo, mostra que a UC possui um consumo maior no período noturno.

A Tabela 5 apresenta os valores percentuais médios de autoconsumo sobre a energia total consumida pela UC e sobre a energia total gerada pelo sistema FV ao longo de dois anos.

Tabela 5 – Despacho do BESS para cada UC

UC	*Dado*	*Valor*	*Portal Medidor de Energia BESS*
UC1	***Média % de autoconsumo sobre a energia consumida***	23,1%	
	Média % de autoconsumo sobre a geração total	41,4%	
	Tipo de Consumo	Consumo predominante noturno	
	Despacho BESS	Autoconsumo	
UC2	***Média % de autoconsumo sobre a energia consumida***	46,4%	
	Média % de autoconsumo sobre a geração total	65,4%	
	Tipo de Consumo	Consumo predominante diurno	
	Despacho BESS	Tarifa horária - Forçar carregamento da bateria durante um período do dia	

UC3	***Média % de autoconsumo sobre a energia consumida***	24,5%	
	Média % de autoconsumo sobre a geração total	72,2%	
	Tipo de Consumo	Consumo predominante noturno	
	Despacho BESS	Tarifa horária - Forçar carregamento da bateria durante um período do dia	
UC4	***Média % de autoconsumo sobre a energia consumida***	43,4%	
	Média % de autoconsumo sobre a geração total	53,9%	
	Tipo de Consumo	Consumo predominante diurno	
	Despacho BESS	Autoconsumo	
UC5	***Média % de autoconsumo sobre a energia consumida PELA UC***	20,9%	
	Média % de autoconsumo sobre a geração total	43,9%	
	Tipo de Consumo	Consumo predominante noturno	
	Despacho BESS	Autoconsumo	

Os dados expandidos das contas de energia elétrica e dos portais dos sistemas FV de cada UC estão apresentados no Apêndice A.

Os despachos das UCs já foram programados nos medidores de energia responsáveis por este controle.

6 PRÓXIMOS PASSOS E CRONOGRAMA

Os próximos passos a serem executados para alcançar os objetivos propostos neste trabalho serão: Acompanhamento da operação e manutenção (O&M) dos sistemas instalados nas UCs; Análise da viabilidade técnica de acordo com a evolução de consumo energético, produção FV e armazenamento de energia proposto para cada UC; Análise da atratividade econômica considerando os indicadores apresentados e apresentar sua viabilidade para consumidores do grupo B.

A Tabela 6 apresenta o cronograma das atividades a serem desenvolvidas no âmbito de alcançar os objetivos propostos neste trabalho.

Tabela 6 – Cronograma de atividades a serem desenvolvidas.

Atividades	**2021**												**2022**	
	Jan.	Fev.	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev
Revisão da Literatura														
Acompanhamento dos Sistemas em Operação														
Análise dos Sistemas via Simulações														
Qualificação														
Aquisição e Tratamento de Dados														
Análise dos Resultados														
Análise de Viabilidade Técnica e Econômica														
Redação da Dissertação														
Produção de Artigos Científicos														
Defesa da Dissertação														

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. 2021a. [Online]. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. [Acesso em: janeiro, 2021].

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. **Bem-vindo à ANEEL!.** 2021b. [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/a-aneel. [Acesso em: janeiro, 2021].

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. **Tarifas Consumidores**. 2021c. [Online] Disponivel em: https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores. [Acesso em: fevereiro, 2021].

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. **Tarifa Branca**. 2020. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca. [Acesso em: janeiro, 2021].

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. **Resolução Normativa n° 482 de 17 de abril de 2012**. ANEEL, n. D, p. 1, 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 2010. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010**.

BHATT, J.; SHAH, V.; JANI, O. An instrumentation engineer's review on smart grid: Critical applications and parameters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 1217–1239, 2014.

BORTOLINI, M.; Gamberi, M.; Graziani, A. **Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system**, 2014. Energy Conversion and Management, v. 86, p. 81–92.

BNEF. **Energy Storage Outlook 2019**. Bloomberg New Energy Finance, 2019.

CASTILLO-CAGIGAL, M., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Caamaño-Martín, E., Masa, D.; Jiménez-Leube, J., 2011. A semi-distributed electric demand-side management system with PV generation for self-consumption enhancement. **Energy Conversion and Management**, vol. 52, pp. 2659-2666. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.01.017

B. PRIYA ESTHER, K. Sathish Kumar. A survey on residential Demand Side Management architecture, approaches, optimization models and methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 342-351, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). 2015. **Nota Técnica DEA 01/15 Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Rio de Janeiro.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2018. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 / Ministério de Minas e Energia.** Brasília, 2018.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report**. 2020. [Online] Disponível em: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf [Acesso em: fevereiro, 2021].

GELLINGS, W. Clark. The concept of demand-side management for electric utilities. **Proceedings of the IEEE**, Vol. 73, no. 10, 1985.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. **Energias renováveis: um futuro sustentável**. São Paulo: Revista USP, 2007. 15p.

GREEN, M. A. **Solar cells: operating principles, technology, and system applications**. 01 de janeiro de 1982. Estados Unidos.

GREENER Brasil, GREENER, 2020. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2 º trimestre de 2020 - Tecnologias de Módulos**, São Paulo.

GREENER Brasil, GREENER, 2021. **Estudo Estratégico - Mercado de Armazenamento: Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras.** Grenner e NewCharge, São Paulo.

Hoji, M., 2012. **Administração Financeira e Orçamentaria**. 10. ed. São Paulo: Editora Atlas S.A.

IRENA, 2020. **Renewable Power Generation Costs in 2019**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2015. **Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook**. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

JÜLCH, V., TELSNIG, T., SCHULZ, M., HARTMANN, N., THOMSEN, J., ELTROP, L., SCHLEGL, T. 2015. **A holistic comparative analysis of different storage systems using levelized cost of storage and life cycle indicators**. Energy Procedia, v. 73, p. 18–28, 2015.

M. J. Sorgato, K. Schneider, e R. Rüther. **Technical and economic evaluation of building-integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate**, 2017.

MOSELEY, P. T., Garche, J.. **Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources And Grid Balancing**, ISBN: 978-0-444-62616-5, **Elsevier B.V.**, 2015.

O. M. Toledo, D. Oliveira Filho, and A. S. A. C. Diniz. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renew. Sustain. Energy Rev**., vol. 14, no. 1, pp. 506–511, 2010.

ONS. **O que é ONS. 2021**. [Online]. Disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons. [Acesso em: janeiro, 2021].

PEREIRA, E. B. et al**. Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [S.l.], 2017. 80 p.

PINTO, G. X. de A.. Impactos da geração solar fotovoltaica e d a modalidade de contratação da energia elétrica sobre as despesas com energia elétrica em campus universitário. Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.

R. RÜTHER. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 2004.

R. RÜTHER. Experiences and operational results of the first grid-connected, building-integrated, thinfilm photovoltaic installation in Brazil. **Proceedings of the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion**, Vienna – Austria (1998).

SAEZ-DE-IBARRA, A. et al. Sizing Study of Second Life Li-ion Batteries for Enhancing Renewable Energy Grid Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 6, p. 4999–5007, 2016.

SORGATO, M. J.. A influência do comportamento do usuário no desempenho térmico e energético de edificações residenciais. **Universidade Federal de Santa Catarina**, 2015.

YUNUSOV, T. et al. The impact of location and type on the performance of low-voltage network connected battery energy storage systems. **Applied Energy**, v. 165, p. 202–213, 2016.

APÊNDICE A

UC	MÊS REF.	CONSUMO (kWh)	ENER. INJETADA (kWh)	ENER. GERADA (kWh)	AUTOCONSUMO (kWh)	ENER. TOTAL CONSUMIDA (kWh)	% AUTOCONSUMO SOBRE O TOTAL CONSUMIDO	% MÉDIO DE AUTOCONSUMO SOBRE A ENER. CONSUMIDA	% AUTOCONSUMO SOBRE A ENER. GERADA	% MÉDIO DE AUTOCONSUMO SOBRE A GERAÇÃO
UC 1	01/2019	379	407	487,20	80,20	459,20	17%	23,1%	16%	41,4%
	02/2019	382	373	437,47	64,47	446,47	14%		15%	
	03/2019	407	0	456,21	456,21	863,21	53%		100%	
	04/2019	444	274	399,15	125,15	569,15	22%		31%	
	05/2019	471	189	322,70	133,70	604,70	22%		41%	
	06/2019	539	60	184,84	124,84	663,84	19%		68%	
	07/2019	588	80	210,35	130,35	718,35	18%		62%	
	08/2019	580	143	324,16	181,16	761,16	24%		56%	
	09/2019	408	250	289,42	39,42	447,42	9%		14%	
	10/2019	422	324	404,35	80,35	502,35	16%		20%	
	11/2019	411	237	433,65	196,65	607,65	32%		45%	
	12/2019	566	147	524,42	377,42	943,42	40%		72%	
	01/2020	285	185	487,20	302,20	587,20	51%		62%	
	02/2020	397	297	437,47	140,47	537,47	26%		32%	
	03/2020	329	229	456,21	227,21	556,21	41%		50%	
	04/2020	459	279	399,15	120,15	579,15	21%		30%	
	05/2020	512	250	322,70	72,70	584,70	12%		23%	
	06/2020	622	160	212,76	52,76	674,76	8%		25%	
	07/2020	973	129	234,66	105,66	1078,66	10%		45%	
	08/2020	705	171	335,15	164,15	869,15	19%		49%	
	09/2020	948	196	295,68	99,68	1047,68	10%		34%	
	10/2020	566	268	422,86	154,86	720,86	21%		37%	
	11/2020	484	331	460,38	129,38	613,38	21%		28%	
	12/2020	442	256	430,24	174,24	616,24	28%		40%	

	01/2019	409	0	888,17	888,17	1297,17	68%	100%	
	02/2019	495	0	702,40	702,40	1197,40	59%	100%	
	03/2019	416	0	779,65	779,65	1195,65	65%	100%	
	04/2019	272	0	647,59	647,59	919,59	70%	100%	
	05/2019	442	0	477,95	477,95	919,95	52%	100%	
	06/2019	459	0	570,54	570,54	1029,54	55%	100%	
	07/2019	632	297	513,55	216,55	848,55	26%	42%	
	08/2019	663	330	656,31	326,31	989,31	33%	50%	
	09/2019	568	363	579,95	216,95	784,95	28%	37%	
	10/2019	339	239	790,66	551,66	890,66	62%	70%	
	11/2019	319	219	811,99	592,99	911,99	65%	73%	
UC 2	12/2019	285	185	1010,48	825,48	1110,48	74%	82%	65,4%
	01/2020	699	599	906,08	307,08	1006,08	31%	34%	
	02/2020	290	190	809,81	619,81	909,81	68%	77%	
	03/2020	269	169	930,06	761,06	1030,06	74%	82%	
	04/2020	546	446	828,34	382,34	928,34	41%	46%	
	05/2020	510	410	682,64	272,64	782,64	35%	40%	
	06/2020	807	250	434,07	184,07	991,07	19%	42%	
	07/2020	1152	224	520,68	296,68	1448,68	20%	57%	
	08/2020	842	344	715,55	371,55	1213,55	31%	52%	
	09/2020	1110	299	562,47	263,47	1373,47	19%	47%	
	10/2020	691	446	828,21	382,21	1073,21	36%	46%	
	11/2020	464	364	803,89	439,89	903,89	49%	55%	
	12/2020	533	433	715,65	282,65	815,65	35%	39%	

	01/2019	1000	131	522,79	391,79	1391,79	28%		75%	
	02/2019	972	155	405,46	250,46	1222,46	20%		62%	
	03/2019	825	132	422,24	290,24	1115,24	26%		69%	
	04/2019	679	130	350,19	220,19	899,19	24%		63%	
	05/2019	805	91	256,85	165,85	970,85	17%		65%	
	06/2019	726	76	313,54	237,54	963,54	25%		76%	
	07/2019	801	85	252,23	167,23	968,23	17%		66%	
	08/2019	910	107	361,51	254,51	1164,51	22%		70%	
	09/2019	878	154	308,10	154,10	1032,10	15%		50%	
	10/2019	800	148	424,77	276,77	1076,77	26%		65%	
	11/2019	742	157	463,44	306,44	1048,44	29%		66%	
	12/2019	593	205	565,26	360,26	953,26	38%		64%	
UC 3	01/2020	741	169	514,58	345,58	1086,58	32%	24,5%	67%	72,2%
	02/2020	893	129	442,85	313,85	1206,85	26%		71%	
	03/2020	838	133	465,39	332,39	1170,39	28%		71%	
	04/2020	872	88	434,93	346,93	1218,93	28%		80%	
	05/2020	828	73	359,30	286,30	1114,30	26%		80%	
	06/2020	934	38	246,58	208,58	1142,58	18%		85%	
	07/2020	1117	35	265,42	230,42	1347,42	17%		87%	
	08/2020	1046	27	287,48	260,48	1306,48	20%		91%	
	09/2020	1184	85	298,09	213,09	1397,09	15%		71%	
	10/2020	927	100	423,46	323,46	1250,46	26%		76%	
	11/2020	790	100	473,14	373,14	1163,14	32%		79%	
	12/2020	868	65	445,27	380,27	1248,27	30%		85%	

	01/2019	791	250	752,82	502,82	1293,82	39%		67%	
	02/2019	582	319	607,33	288,33	870,33	33%		47%	
	03/2019	424	310	638,35	328,35	752,35	44%		51%	
	04/2019	411	306	584,97	278,97	689,97	40%		48%	
	05/2019	558	222	436,56	214,56	772,56	28%		49%	
	06/2019	477	248	566,75	318,75	795,75	40%		56%	
	07/2019	488	294	501,33	207,33	695,33	30%		41%	
	08/2019	476	262	591,33	329,33	805,33	41%		56%	
	09/2019	574	227	472,38	245,38	819,38	30%		52%	
	10/2019	496	396	820,58	424,58	920,58	46%		52%	
	11/2019	440	340	914,72	574,72	1014,72	57%		63%	
	12/2019	365	265	1102,06	837,06	1202,06	70%		76%	
UC 4	01/2020	568	467	985,52	518,52	1086,52	48%	43,4%	53%	53,9%
	02/2020	549	449	909,81	460,81	1009,81	46%		51%	
	03/2020	437	337	1093,32	756,32	1193,32	63%		69%	
	04/2020	401	301	997,04	696,04	1097,04	63%		70%	
	05/2020	439	339	874,96	535,96	974,96	55%		61%	
	06/2020	543	425	605,62	180,62	723,62	25%		30%	
	07/2020	555	362	651,33	289,33	844,33	34%		44%	
	08/2020	530	430	857,93	427,93	957,93	45%		50%	
	09/2020	452	104	652,10	548,10	1000,10	55%		84%	
	10/2020	548	448	912,66	464,66	1012,66	46%		51%	
	11/2020	549	449	929,95	480,95	1029,95	47%		52%	
	12/2020	671	517	663,19	146,19	817,19	18%		22%	

	01/2019	594	238	349,16	111,16	705,16	16%		32%	
	02/2019	568	180	299,63	119,63	687,63	17%		40%	
	03/2019	434	185	296,57	111,57	545,57	20%		38%	
	04/2019	382	146	255,93	109,93	491,93	22%		43%	
	05/2019	429	140	176,51	36,51	465,51	8%		21%	
	06/2019	349	72	212,28	140,28	489,28	29%		66%	
	07/2019	230	123	182,82	59,82	289,82	21%		33%	
	08/2019	463	114	243,32	129,32	592,32	22%		53%	
	09/2019	339	119	208,90	89,90	428,90	21%		43%	
	10/2019	386	164	294,90	130,90	516,90	25%		44%	
	11/2019	409	248	309,56	61,56	470,56	13%		20%	
	12/2019	403	201	378,03	177,03	580,03	31%		47%	
UC 5	01/2020	504	221	350,67	129,67	633,67	20%	20,9%	37%	43,9%
	02/2020	548	215	319,10	104,10	652,10	16%		33%	
	03/2020	394	158	345,19	187,19	581,19	32%		54%	
	04/2020	454	141	306,52	165,52	619,52	27%		54%	
	05/2020	432	150	248,93	98,93	530,93	19%		40%	
	06/2020	409	116	166,08	50,08	459,08	11%		30%	
	07/2020	541	75	177,35	102,35	643,35	16%		58%	
	08/2020	603	101	240,53	139,53	742,53	19%		58%	
	09/2020	452	104	216,24	112,24	564,24	20%		52%	
	10/2020	612	136	300,87	164,87	776,87	21%		55%	
	11/2020	362	155	310,91	155,91	517,91	30%		50%	
	12/2020	487	136	302,12	166,12	653,12	25%		55%	