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

Gustavo Xavier de Andrade Pinto

Metodologia de avaliação técnica e econômica da inserção de um sistema de armazenamento de energia em baterias em consumidor comercial ou industrial com geração solar fotovoltaica e veículo elétrico

Florianópolis
2020

Gustavo Xavier de Andrade Pinto

Metodologia de avaliação técnica e econômica da inserção de um sistema de armazenamento de energia em baterias em consumidor comercial ou industrial com geração solar fotovoltaica e veículo elétrico

Qualificação de doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.
Coorientadora: Prof. Helena Flávia Naspolini, Drª Eng.

Florianópolis
2020

RESUMO

A redução de custos de sistemas fotovoltaicos (FV), de armazenadores eletroquímicos de energia elétrica (baterias) e de veículos elétricos tem levado a uma crescente utilização da geração solar fotovoltaica como forma de geração descentralizada e ao aumento na quantidade de sistemas de armazenamento de energia elétrica e de veículos elétricos em consumidores residenciais, comerciais e industriais conectados na rede elétrica ao redor do mundo. O desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia em baterias e a projeção de decréscimo de seus custos iniciais possibilita que consumidores os implementem juntamente com sistemas fotovoltaicos, aumentando a fração de autoconsumo. Estes sistemas FV-armazenamento podem levar a mudanças na flexibilidade do consumo de energia elétrica destes consumidores. Embora sistemas de armazenamento sejam considerados um meio eficaz para mitigar o descasamento entre consumo e geração FV, sendo uma estratégia interessante do ponto de vista técnico e econômico, ainda não está claro quando e sob quais condições estes sistemas seriam economicamente atrativos. Na literatura há poucos trabalhos que avaliam a aplicabilidade destes sistemas em consumidores comerciais com geração FV e uma falta de estudos para o caso destes consumidores com veículos elétricos de grande porte como parte de sua carga. Adicionalmente ainda não há estudo destes sistemas no Brasil. Como contribuição ao estado da arte, esta proposta de tese tem como objetivo estabelecer uma metodologia e avaliar tecnicamente e economicamente um sistema de armazenamento de energia em baterias em consumidores comerciais ou industriais com geração FV e veículos elétricos de grande porte dentro do cenário brasileiro.

Palavras-chave: Sistemas de armazenamento de energia. Baterias de Lítio. Geração solar FV. Veículo elétrico.

ABSTRACT

The reduction in costs of photovoltaic (PV) systems, electrochemical storage systems (batteries) and electric vehicles has led to an increasing use of solar photovoltaic systems as a form of decentralized generation in addition to an increase in the number of batteries and electric vehicles in grid-connected residential, commercial and industrial consumers around the world. The development of battery energy storage systems along with a projected decrease in their initial costs results in their implementation alongside photovoltaic systems by consumers, allowing for the increase in self-consumption. PV-storage systems can lead to changes in the flexibility of electricity consumption of these consumers. Although storage systems are considered an effective means to mitigate the mismatch between consumption and PV generation, being an interesting strategy from a technical and economic point of view, it is not yet clear when and under which conditions these systems would be economically attractive. There are few studies in the literature that evaluate the applicability of these systems in commercial consumers with PV generation. There is also a lack of studies for the case of these consumers with large electric vehicles as part of their load. Additionally, there is still no study of these systems in Brazil. As a contribution to the state of the art, this thesis proposal aims to establish a methodology and to technically and economically evaluate a battery energy storage system in commercial or industrial consumers with PV generation and large electric vehicles within the Brazilian scenario.

Keywords: Energy storage systems. Lithium batteries. Solar PV generation. Electric vehicle.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução anual da capacidade FV instalada acumulada na última década. 12
Figura 2 – Mapa mundial da irradiação global horizontal 15
Figura 3 – Impacto da temperatura de operação e profundidade de descarga na capacidade de armazenamento de um sistema de armazenamento íon-lítio de 3,7 kWh. 21
Figura 4 – Componentes da tarifa faturada e da tarifa de compensação do crédito. 36
Figura 5 – Estimativa da capacidade instalada e potência FV instalada. 38
Figura 6 – Vista aérea do Laboratório FV-UFSC 40
Figura 7 - Percurso do *e-Bus*. 41
Figura 8 – Diagrama esquemático dos controladores do SAE e da rede. 46
Figura 9 – Diagrama esquemático simplificado da estratégia de carga do SAE. 54
Figura 10 – Diagrama esquemático simplificado da estratégia de descarga do SAE 54
Figura 11 – Diagrama simplificado do método. 65
Figura 12 - Evolução mensal da demanda ativa (azul) e da potência ativa injetada (laranja). 67
Figura 13 - Evolução mensal da demanda reativa. 68
Figura 14 –Evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica – dia útil. 68
Figura 15 – Evolução sazonal da demanda ativa medida. 70
Figura 16 – Evolução da potência ativa injetada na rede elétrica – dias úteis. 71
Figura 17 – Evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica – dia não útil. 72
Figura 18 - Diagrama de caixas da evolução horária da demanda ativa - dias não úteis 72
Figura 19 – Evolução da potência ativa injetada na rede elétrica - dias não úteis. 73
Figura 20 – Evolução mensal das demandas ativas medidas P e FP. 74
Figura 21 - Evolução mensal da potência ativa medida injetada na rede elétrica - FP. 74
Figura 22 – Evolução mensal das energias ativas consumidas (P e FP), da energia ativa excedente injetada na rede elétrica (FP). 74
Figura 23 – Evolução horária do fator de potência. 76
Figura 24 – Carregamento do SAE (12/04/2017). 77
Figura 25 – Carregamento do SAE (22/06/2017). 78
Figura 26 - Descarga do SAE (12/04/2017). 78
Figura 27 – Descarga do SAE (22/06/2017). 79

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Modalidade de contratação da energia elétrica para subgrupos de consumidores do Grupo A..... 31
Quadro 2 - Modos de operação do SAE. 47
Quadro 3 – Operação do SAE (energia FV excedente). 48
Quadro 4 – Operação do SAE (através da energia oriunda da rede elétrica)..... 50
Quadro 5 – Operação do SAE (Objetivo: abater o consumo da UC). 51
Quadro 6 – Operação do SAE (Objetivo: descarregar toda energia restante na rede da distribuidora)..... 52
Quadro 7 - Cronograma de atividades. 85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo dos estudos de serviços de autoconsumo FV e arbitragem de energia. 27
Tabela 2 – Tensão de fornecimento para subgrupos de consumidores do Grupo A. 29
Tabela 3 – Unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil. 37
Tabela 4 - Sistemas fotovoltaicos no Laboratório FV-UFSC. 41
Tabela 5 - Dados do SAE. 45
Tabela 6 - Tarifas para a modalidade horária verde - subgrupo A4 (sem impostos). 55
Tabela 7 – Valores percentuais das alíquotas de impostos.....56
Tabela 8 - Tarifas para o subgrupo B1 (sem impostos).....57
Tabela 9 – Ciclo de compensação de energia, em kWh, da UC FV-UFSC. 75
Tabela 10 – Energia excedente destinada ao carregamento do SAE e a ser injetada na rede elétrica. Data base: 25/05/2017 a 24/06/2017. 80
Tabela 11 - Energia excedente destinada ao carregamento do SAE e a ser injetada na rede elétrica. Data base: 22/02/2018 a 24/03/2017. 82
Tabela 12 – Valores mensais de consumo (P) e FP, da energia excedente injetada na rede elétrica (P) e (FP) e demanda máxima (P) e (FP) - meses: junho/17 e março/18. 83
Tabela 13 – Tarifas para faturamento e para compensação.....84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BNEF – *Bloomberg New Energy Finance*
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária
COSIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
DoD – Profundidade de descarga
e-Bus – Onibus elétrico
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FIESC – Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina
FP – Fora ponta
FP – Fator de potência
FV - Fotovoltaica
FV-UFSC – Unidade Consumidora Fotovoltaica UFSC
ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA – *International Energy Agency*
IFC – *International Finance Corporation*
IRENA – *International Renewable Energy Agency*
LCOE – *Levelized Cost of Energy*
P - Ponta
PIS – Programa de Integração Social
REN - Resolução Normativa
RMI - *Rocky Mountain Institute*
SAE – Sistema de armazenamento de energia em baterias
SoC – Estado de carga
TE – Tarifa de Energia
TIR – Taxa Interna de Retorno
TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UC – Unidade Consumidora
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
VE- Veículo elétrico
V2G – *Vehicle to grid*
WEC – World Energy Council

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 11

1.1 OBJETIVOS 17

1.1.1 Objetivo Geral 17

1.1.2 Objetivos Específicos 17

1.1.3 Contribuições 17

1.1.4 Estrutura do trabalho 18

2 REVISÃO DE LITERATURA 19

2.1 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO 19

2.2 ESTUDOS DE APLICAÇÃO E VIABILIDADE DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO 21

2.2.1 Serviços de arbitragem de energia e aumento do autoconsumo da geração FV21

2.2.1.1 Estudos de consumidores com veículos elétricos 24

2.2.2 Serviços de redução de picos de demanda, *backup* e *off-grid* 25

2.2.3 Comentários 26

2.3 CENÁRIO BRASILEIRO 28

2.3.1 Estrutura tarifária 28

2.3.2 Geração Descentralizada 34

2.3.3 Estudos realizados 39

2.4 LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA/UFSC 40

3 METODOLOGIA 43

3.1 INTRODUÇÃO 43

3.2 OPERAÇÃO DO SAE 45

3.2.1 Estratégia do processo de carga do SAE 48

3.2.1.1 Carga do SAE pelo aproveitamento da energia FV excedente 48

3.2.1.2 Carga do SAE através de energia oriunda da rede elétrica 50

3.2.2 Estratégia do processo de descarga do SAE 51

3.2.2.1 Estratégia de descarga do SAE nas primeiras duas horas do horário P 51

3.2.2.2 Estratégia de descarga do SAE na última hora do horário P 52

3.2.3 Diagramas das estratégias de carga e descarga.....53

3.2.4 Perdas por degradação 54

3.3 ANÁLISE TARIFÁRIA DE ENERGIA, DEMANDA E COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NO CENÁRIO BRASILEIRO 55

3.3.1 Tarifas aplicadas 55

3.3.2 Cobrança de energia reativa excedente.....56

3.3.3 Compensação da energia excedente injetada na rede elétrica 57

3.3.4 Contratação da demanda 59

3.3.5 Valor final a ser faturado 61

3.4 ATRATIVIDADE ECONÔMICA.....62

3.5 DIAGRAMA DO MÉTODO PROPOSTO 65

4 RESULTADOS PRELIMINARES.....67

4.1 ANÁLISE PRELIMINAR DA UC LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA/UFSC67

4.1.1 Dados medidos na UC.....67

4.1.1.1 Análise de dias úteis.....68

4.1.1.2 Análise de dias não úteis.....72

4.1.1.3 Análise das variáveis por ciclo de faturamento.....73

4.2 ANÁLISE PRELIMINAR DA OPERAÇÃO DO SAE.....76

4.2.1 Análise de operação diária 77

4.2.2 Análise de operação mensal.....79

4.2.2.1 Comentários 83

4.2.3 Tarifas aplicadas 83

5 ATIVIDADES A SEREM DESENVOLVIDAS E CRONOGRAMA 85

REFERÊNCIAS 87

1 INTRODUÇÃO

O aumento da população mundial, atrelado ao desenvolvimento tecnológico e econômico, tem resultado no aumento de consumo de energia elétrica para uma melhor condição de vida (SAMPAIO e GONZÁLEZ, 2017). Maiores esforços e estudos vêm sendo realizados para atender esta demanda, buscando uma diversificação maior da matriz energética mundial, devido aos recursos ambientais não renováveis serem mais escassos.

A geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo contribui para emissões de gases de efeito estufa, principalmente de CO_2, causando problemas ambientais como o aquecimento e a poluição global (CORAM e KATZNER, 2018). Com o intuito de diminuir as emissões de CO_2 e proporcionar a redução do crescimento da temperatura global, foi realizada em 2015 a Conferência das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (COP21), na qual os 196 países assinantes do documento concordaram em esforçar-se para limitar o aquecimento global em menos de 2°C.

Este acordo sublinha a imprescindibilidade da geração de energia através de fontes renováveis. Para se alcançar a meta estabelecida, a *International Energy Agency* (IEA) estima que as energias renováveis poderão contribuir com até 36% das reduções de emissões de CO_2 até 2040 (IEA, 2019b). A transição para a utilização de energia proveniente de fontes renováveis traz importantes benefícios econômicos, sociais e ao meio ambiente devido à menor poluição derivada da geração de energia, incentivando a pesquisa de soluções para integração destes sistemas à rede elétrica.

Edificações e o setor de construção civil combinados são responsáveis por mais de um terço do consumo total de energia no mundo, com as edificações contribuindo em aproximadamente 28% de todas as emissões de CO_2 relacionadas à energia no mundo em 2018 (IEA, 2019d).

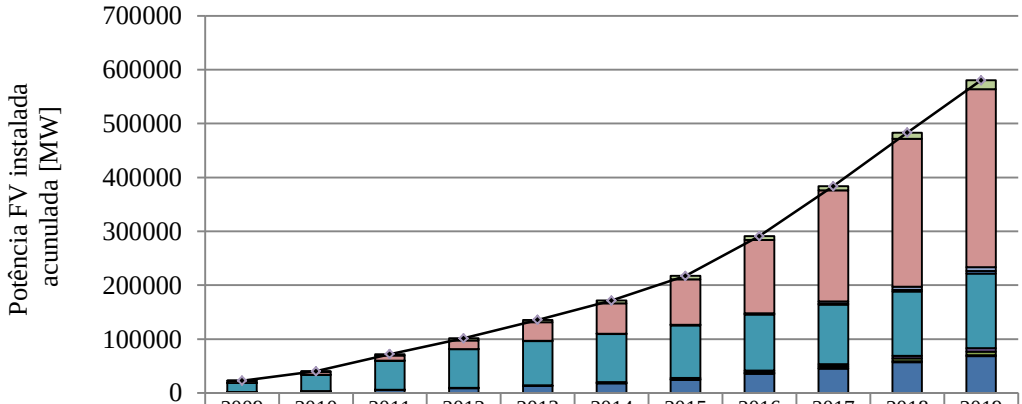
Em 2018, aproximadamente 300 bilhões de dólares foram investidos em energias renováveis, representando 240% do que foi investido em energias de combustíveis fósseis e aproximadamente 39% do total investido no setor elétrico (IEA, 2019b). De acordo com o sumário executivo de perspectiva de novas energias da *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) acredita-se que, até 2050, em torno de 10 trilhões de dólares seriam destinados a sistemas de energia renováveis (BNEF, 2019).

Dentre as fontes de energia renováveis, a energia solar fotovoltaica (FV) é a que apresenta o maior crescimento mundial (BNEF, 2019), tendo recebido aproximadamente 45% dos investimentos monetários neste setor (IRENA, 2019b). Nos últimos anos, as gerações

locais distribuídas conectadas às redes de distribuição, principalmente utilizando energia solar fotovoltaica (FV), têm aumentado seu nível de penetração em diversos países (HADJIPANAYI et al., 2016).

A Figura 1 apresenta a evolução da capacidade FV instalada acumulada de 2009 a 2019 nos diversos continentes.

Figura 1 – Evolução anual da capacidade FV instalada acumulada na última década.



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Oceania	338	1100	2492	3826	4605	5352	6073	6854	7571	11555	16233
Ásia	3697	5494	9609	15979	34487	56208	84459	136256	206351	274274	330131
Eurásia	5	6	8	13	20	47	315	935	3727	5651	7147
Oriente Médio	36	85	208	269	512	799	997	1482	2175	3155	5134
Europa	16835	30118	53563	71794	81950	88813	97280	103782	110212	119205	138266
África	108	194	266	346	659	1557	1923	2972	3724	5196	6367
América do Sul	15	44	64	160	194	467	909	1548	3426	5246	6464
América Central e Caribe	48	78	111	161	262	333	913	1126	1468	1729	2141
América do Norte	1734	3159	5708	8963	13051	17943	24374	36008	44944	57067	68276
Total	22816	40278	72029	101511	135740	171519	217243	290963	383598	483078	580159

Fonte: IRENA (2019a e 2020), adaptado.

A potência instalada acumulada mundial de sistemas de energia solar fotovoltaica tem apresentado uma tendência de crescimento exponencial ao longo dos anos. O continente asiático apresenta os maiores valores de capacidade instalada, devido ao aumento de sistemas instalados na China, 205.072 MW acumulados até 2019 (IRENA, 2019a e 2020), representando 64% do continente asiático. No Brasil, estes valores chegaram a 2.485 MW em 2019 (IRENA, 2020).

No final de 2019 a capacidade mundial instalada de sistemas fotovoltaicos atingiu o valor 580 GW, o que representou um aumento de 20% com relação a 2018 (IRENA, 2020). Projeções para 2020 estimam um aumento de 142 GW, o que permitiria a possibilidade de alcançar a marca de 700 GW em 2020 (PV MAGAZINE, 2020). Estima-se que, com um aumento anual de pelo menos 125 GW em sistemas instalados a partir de 2020 (PV

MAGAZINE, 2019), a projeção de 1.011 GW instalados até 2030 (WEC, 2016) seja ultrapassada.

A energia solar FV, que representa atualmente 2% de toda energia gerada no planeta, deverá aumentar para 22% em 2050, e juntamente com outras fontes de energia renováveis, contribuirá para produzir dois terços da energia gerada no setor elétrico (BNEF, 2019). Isso se deve à tendência de redução de custos desta tecnologia, representada pelo decréscimo em 89%, desde 2010, do preço de módulos fotovoltaicos mais comercialmente utilizados. Estima-se ainda que esta tecnologia possa ter redução adicional de preços de 34%, até 2030 (BNEF, 2019). O custo de capital de sistemas fotovoltaicos de grande porte (usinas) apresentou, desde 2010, uma redução de preços de 75% (IEA, 2019b).

A redução de custos desta tecnologia devido ao aumento substancial de sistemas instalados faz com que sistemas fotovoltaicos atinjam competitividade econômica com outras fontes de energia (BAZILIAN et al., 2013). Lang et al. (2015) investigaram a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, tanto residenciais quanto comerciais, sobre diferentes condições geográficas, econômicas e tecnológicas e concluíram que em diversas regiões sistemas fotovoltaicos são um investimento atrativo.

A geração descentralizada, ou seja, a geração realizada por consumidores independentes, em várias centrais distribuídas geograficamente, como é o caso das microcentrais fotovoltaicas, é uma abordagem eficiente para garantir acesso à energia elétrica em economias emergentes (KHAN, 2018). Isto se torna um resultado muito interessante, pois estudos mostram que, devido à tendência de crescimento socioeconômico de países em desenvolvimento, a parcela de energia consumida nestes países ultrapassará à de países desenvolvidos nas próximas décadas (FERREIRA et al., 2018).

Em sistemas FV de geração descentralizada, aplicados (ZOMER et al., 2013) ou integrados (SORGATO et al., 2018) em edificações, a atratividade econômica é fortemente influenciada pelas tarifas de energia locais, pois o sistema FV poderá suprimir a potência demandada pela edificação, resultando em um decréscimo de energia consumida da distribuidora de energia elétrica. As tarifas por energia consumida usualmente são mais elevadas do que o custo por geração de energia fotovoltaica, pois incluem custos de operação e transmissão da rede, impostos e outros componentes. Nestes casos há economia de despesas com energia elétrica para quem adota a geração fotovoltaica.

Nos instantes em que a potência gerada pelo sistema FV for maior do que a demandada pela edificação haverá injeção da potência excedente na rede elétrica, com magnitude igual à diferença entre potência gerada e a demandada. Isto ocorre quando os

horários de maior consumo não se sobrepõem com os de maior geração. O tipo de remuneração que o consumidor poderá receber nestas situações varia. Dependendo do país, poderá ocorrer pela forma de uma tarifa paga ao consumidor pela energia injetada na rede (*feed-in tariff*) (DUMAN e GULER, 2020) ou por um sistema no qual seu saldo de energia positiva poderá ser utilizado para abater consumo em outro posto tarifário ou outro mês (*net-meetering*) (OSSENBRINK, 2017). Nestas situações, a viabilidade econômica é influenciada pelo tipo de políticas públicas utilizado sobre a remuneração dada à quantidade de energia injetada na rede.

Luthander et al. (2015) definem o autoconsumo de energia como a percentagem da energia gerada que é consumida instantaneamente pela edificação, não sendo injetada na rede elétrica.

O percentual alcançável de autoconsumo e os valores vigentes de tarifas de energia se tornam os principais fatores de lucratividade destes sistemas (LANG et al., 2016). Existem diversos estudos de autoconsumo FV aplicados para diferentes tipos de edificação, como residencial (KLAMKA et al., 2020), comercial (LANG et al., 2016), edificações de múltiplos andares (ORIOLI e GANGI, 2014) e campi universitários (GLASSMIRE et al., 2012; PINTO, 2018).

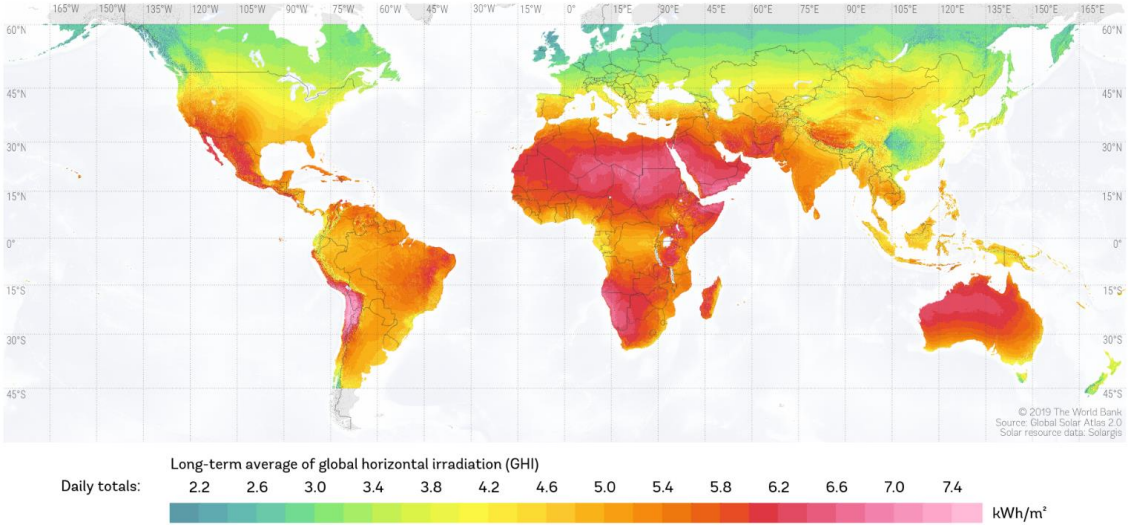
Uma alternativa para aumentar o percentual de autoconsumo e, assim, mitigar o descasamento entre consumo e geração, é a utilização de sistemas de armazenamento de energia. Assim, consumidores poderão armazenar a energia excedente gerada pelo sistema FV para uso posterior ou para compensar a intermitência da disponibilidade do recurso solar em qualquer instante. Isso poderá reduzir a circulação de grandes fluxos de potência nas redes elétricas, ou seja, potenciais situações que trariam problemas para o gerenciamento da rede elétrica.

Os sistemas de armazenamento com potencial a se tornarem mais economicamente viáveis são aqueles que apresentam grande área disponível para aplicação de maiores sistemas FV, em locais com níveis médios de irradiação global horizontal mais altos (GÖBEL et al., 2017). A Figura 2 apresenta os níveis médios de irradiação global horizontal no mundo.

Recentemente, o custo de sistemas de armazenamento vem apresentando redução significativa. O custo de capital de sistemas de armazenamento de grande porte (usinas) apresentou, desde 2010, uma redução de aproximadamente 50% (IEA, 2019b) e, como um todo, custos da tecnologia de armazenamento apresentaram redução, no mesmo período, de aproximadamente 84% (BNEF, 2019).

Com relação aos investimentos em sistemas de armazenamento, mais de quatro bilhões de dólares foram investidos em 2018, representando um aumento de 45% com relação ao ano anterior (IEA, 2019b). Os sistemas de armazenamento em aplicações residenciais, comerciais e industriais representam aproximadamente 58% de todos os investimentos, sendo a Coréia do Sul o país que mais investiu nesta tecnologia (IEA, 2019b). Até 2050, estima-se que 843 bilhões de dólares serão investidos em tecnologias de armazenamento (BNEF, 2019).

Figura 2 – Mapa mundial da irradiação global horizontal.



Fonte: Global Solar Atlas 2.0 (2019).

Os sistemas de armazenamento podem ser utilizados tanto em aplicações em residências, comércios, indústrias e usinas, quanto em aplicações para veículos elétricos (VE) de pequeno ou grande porte.

No caso de aplicações em residências, comércios, indústrias e usinas, a capacidade de armazenamento deve aumentar de estimados 10 GWh (em 2017), grande maioria composta por aplicações em usinas, para entre 100 e 150 GWh, em 2030 (IRENA, 2017). O despacho de potência devido a sistemas nestas aplicações deverá chegar a 225 MW em 2025, dos quais aproximadamente 10 MW seriam utilizados em sistemas residenciais, comerciais e industriais (IFC, 2017). Espera-se que um total de 359 GWh em sistemas de armazenamento poderá ser adicionado à rede elétrica até 2050 (BNEF, 2019).

A integração de veículos elétricos em sistemas de energia solar com armazenamento é um tema que vem sendo cada vez mais estudado (GUDMUNDS et al., 2020; KEINER et al., 2019).

Entre 2010 e 2017 o preço de sistemas de armazenamento (íon-lítio) para uso em veículos elétricos teve redução de 79%. Projeta-se ainda, uma redução adicional de 67% até 2030 (BNEF, 2018). Ônibus elétricos, dependendo do sistema de armazenamento e condições

de operação, poderão apresentar competitividade com os movidos a diesel (BNEF, 2018). A paridade poderá ser atingida em 2030, sendo que ônibus elétricos deverão ser mais competitivos em cidades de maior tamanho e com maiores distancias anuais percorridas (BNEF, 2018). Atualmente, a utilização de ônibus elétricos é maior na China, nos Estados Unidos e na Europa (LI et al., 2018a; IEA, 2019c). No Brasil, no entanto, veículos elétricos representaram apenas 0,02% do mercado em 2018 (IEA, 2019c).

Em sistemas de armazenamento, um dos principais indicadores econômicos é o custo nivelado de armazenamento. Este custo indica a que valor de tarifa deveria ser descarregada a energia armazenada em uma bateria de forma a zerar os custos do sistema ao longo de sua vida útil (BELDERBOS et al., 2017). Para sistemas de armazenamento em baterias de íon-lítio em aplicações comerciais e industriais, o custo nivelado de armazenamento em 2018, considerando uma taxa de juros de 8% a.a., estava entre 315 e 366 US$/MWh (LAZARD, 2018a). Em 2040, este valor poderá ser reduzido para 67 US$/MWh (BNEF, 2019). Num cenário internacional, a taxa interna de retorno do investimento (TIR) para sistemas com 20 anos de vida útil, 90% de eficiência, O&M de 3%, operando para reduzir a demanda e custos com energia, atinge o valor de 14,3% (LAZARD, 2018a).

Estudos realizados mostram que sistemas FV com armazenamento podem ser mais rentáveis do que somente sistemas FV (KOSKELA, et al., 2019), existindo diversas análises de casos, tanto para sistemas residenciais (LI et al., 2018b) como comerciais (PARK e LAPPAS, 2017). Nos casos em que o custo nivelado de energia de sistemas FV + armazenamento atingir valores menores do que o custo de energia proveniente das distribuidoras, seria viável para os consumidores desertarem a rede (*off-grid*), ou seja, autoproduzirem toda ou maior parte de sua energia. Nestes casos diz-se que estes sistemas atingiram a paridade tarifária. Na Austrália e nos Estados Unidos, aplicações comerciais de sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento já atingem paridade tarifária em alguns estados (GREEN e NEWMAN, 2017; RMI, 2014).

Sistemas de armazenamento de energia em baterias desempenharão um papel crucial na próxima fase de transição energética, podendo ajudar a transformar o setor elétrico do futuro. Devido à quantidade limitada de estudos no mundo analisando o funcionamento de sistemas de armazenamento aplicados em unidades consumidoras que dispõem de energia FV e veículo elétrico de grande porte (ônibus elétrico), é de grande importância estudos nesta área, a fim de que tais sistemas possam ser largamente incorporados pela sociedade.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Este projeto de tese de doutorado tem como objetivo apresentar uma metodologia para realizar a avaliação técnica e econômica da inserção de um sistema de armazenamento de energia em baterias em uma unidade consumidora comercial ou industrial (pertencente ao Grupo A de fornecimento de tensão e com contratação de energia elétrica na modalidade tarifária horária verde) com geração FV e veículo elétrico.

1.1.2 Objetivos Específicos

a) Avaliar o perfil de consumo e de geração de uma unidade consumidora comercial ou industrial (pertencente ao Grupo A de fornecimento de tensão e com contratação de energia elétrica na modalidade tarifária horária verde) com geração FV e veículo elétrico;

b) Definir a operação de um sistema de armazenamento de energia estacionário, visando o máximo aproveitamento da energia FV excedente e maior redução de despesas com energia elétrica, a ser inserido em uma unidade consumidora comercial ou industrial (pertencente ao Grupo A de fornecimento de tensão e com contratação de energia elétrica na modalidade tarifária horária verde) com geração FV e veículo elétrico;

c) Estabelecer uma metodologia que permita avaliar a atratividade financeira da inserção de sistemas de armazenamento de energia na unidade consumidora dentro do cenário brasileiro;

d) Realizar uma análise de sensibilidade de diferentes variáveis técnicas e econômicas e seus impactos na atratividade financeira destes sistemas para avaliar se, e quando, estes sistemas atingiriam paridade tarifária no Brasil.

1.1.3 Contribuições

Apesar de sistemas FV serem focos de diversos estudos no país, ainda há uma falta de estudos na literatura da aplicação de sistemas de armazenamento de energia junto a estes sistemas dentro do cenário brasileiro. No Brasil ainda não há regulamentação da ANEEL para a utilização destes sistemas em consumidores no ambiente de contratação cativo ou livre. Este trabalho pretende preencher uma lacuna de metodologia de avaliação de situações deste tipo e servir como apoio para a criação de normas brasileiras para o uso destes sistemas.

Adicionalmente, esta tese pretende contribuir com a literatura existente no que se refere à análise da integração de sistemas de armazenamento de energia a consumidores comerciais e industriais e ampliar a fronteira do conhecimento com um estudo, dentro do cenário brasileiro, da aplicação de sistemas de armazenamento aplicados a consumidores comerciais e industriais com veículos elétricos como parte de sua carga.

A seguir são apresentadas as contribuições do trabalho proposto:

i) Levantar perfis de potência medida de uma unidade consumidora com geração FV e ônibus elétrico, podendo ser usado como base para estudos de aplicação de sistemas de armazenamento sob diferentes estruturas tarifárias;

ii) Servir como apoio para criação de normas regulando a utilização de sistemas de armazenamento no Brasil;

iii) Apresentar uma metodologia para definir e avaliar a operação de um sistema de armazenamento de energia em baterias (SAE) a ser inserido em unidade consumidora comercial ou industrial (pertencente ao Grupo A de fornecimento de tensão e com contratação de energia elétrica na modalidade tarifária horária verde) com geração FV e veículo elétrico de grande porte. A operação do SAE visa o máximo aproveitamento da energia FV excedente e a maior redução de despesas com energia elétrica dentro do cenário brasileiro de tarifação e compensação de energia elétrica;

iv) Avaliar se, e para quais condições de variáveis, sistemas de armazenamento de energia atingirão paridade tarifária no Brasil.

1.1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em quatro partes: introdução, revisão bibliográfica, metodologia e resultados preliminares. Na introdução é apresentada uma contextualização do tema estudado, além dos objetivos deste trabalho. O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica. É apresentado o estado da arte da aplicação de sistemas de armazenamento, o cenário brasileiro e a descrição do Laboratório Fotovoltaica/UFSC. O Capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada para alcançar os objetivos do estudo proposto. No Capítulo 4 são apresentados resultados preliminares. O Capítulo 5 apresenta as atividades a serem desenvolvidas no trabalho e o cronograma das mesmas até a defesa da tese de doutorado. Por fim apresentam-se as referências de literatura utilizadas.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

O setor de energia fotovoltaica demonstrou progresso na última década, apresentando aumento em sua viabilidade econômica devido à redução de custos de aquisição e instalação. Quando acoplados a sistemas de armazenamento de energia, podem oferecer os serviços de arbitragem de energia, de aumento do autoconsumo da geração FV, de redução de picos de demanda e de *backup* e *off-grid* em unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais conectadas à rede elétrica (REID e JULVE, 2016). A atratividade econômica de sistemas FV-armazenamento depende das tarifas de energia, das formas de compensação da energia excedente injetada na rede elétrica e dos custos iniciais do sistema de armazenamento (HOPPMANN et al., 2014).

A seguir, os principais serviços oferecidos por sistemas FV-armazenamento são descritos:

Arbitragem de energia: O armazenamento de energia (proveniente da rede ou de fontes renováveis de energia) ocorre durante períodos nos quais a tarifa de energia é menor, para depois descarregar em horários com tarifa de energia elevada. Este serviço é interessante para consumidores sujeitos a tarifas de energia por horário de uso, possibilitando ao consumidor a redução de suas despesas com energia elétrica.

Aumento do autoconsumo da geração FV: Sistemas FV-armazenamento possibilitam aumentar o autoconsumo de energia FV gerada levando à redução de despesas com energia elétrica. Tal serviço se mostra mais interessante em regiões onde há baixa remuneração econômica para a energia excedente injetada na rede elétrica juntamente com altas tarifas de energia.

Redução de picos de demanda: A utilização de sistemas FV-armazenamento visa reduzir a potência demandada da rede elétrica pelo consumidor durante determinado horário. Tais sistemas são ideais para consumidores sujeitos a tarifas de demanda elevadas. Assim, serviços de redução de picos de consumo prestados por sistemas de armazenamento poderão levar à redução de custos com demanda contratada.

Backup* e *Off-Grid: A utilização de sistemas FV-armazenamento garante energia elétrica ao consumidor durante períodos de instabilidade ou indisposição da rede elétrica (*Backup*) e em sistemas não conectados à rede elétrica (*off-grid*).

No caso de aumento de autoconsumo em outro posto tarifário, poderão ocorrer ambos os serviços de autoconsumo e arbitragem de energia.

Dentre as diversas tecnologias de armazenamento para aplicações residenciais e comerciais, baterias com tecnologia de íon-lítio apresentam maior viabilidade técnica e econômica quando comparadas a outras tecnologias, como chumbo-ácido e níquel-sódio (DHUNDHARA et al., 2018; ZANG et al., 2016). Parra et al. (2015) mostraram que baterias de tecnologia de íon lítio, comparadas às outras tecnologias, são ideais para sistemas residenciais com maior geração de energia fotovoltaica, por apresentam maiores ciclos de vida, mais flexibilidade em seu estado de carga e menores perdas.

De 2010 a 2016, os custos de baterias de íon-lítio reduziram em aproximadamente 73%, atingindo valores de entre 238 US$/kWh e 787 US$/kWh (BNEF, 2017). Espera-se que o custo destes sistemas apresente redução de até 61% até 2030, atingindo valores de custo inicial entre 145 US$/kWh e 480 US$/kWh (IRENA, 2017). Devido ao aumento de investimentos aliado à redução de custos, sistemas de armazenamento de íon-lítio devem apresentar um acréscimo de 50% em sua vida útil e de 2% em eficiência até 2030 (IRENA, 2017).

Um dos principais fatores que afetam a viabilidade dos sistemas de armazenamento é a sua vida útil, que é dependente da perda por degradação. Esta perda é influenciada por fatores como o estado mínimo de carga (*State of charge - SoC*), a temperatura de operação, e a profundidade de descarga (*Depth of Discharge – DoD*) (Bishop et al., 2013).

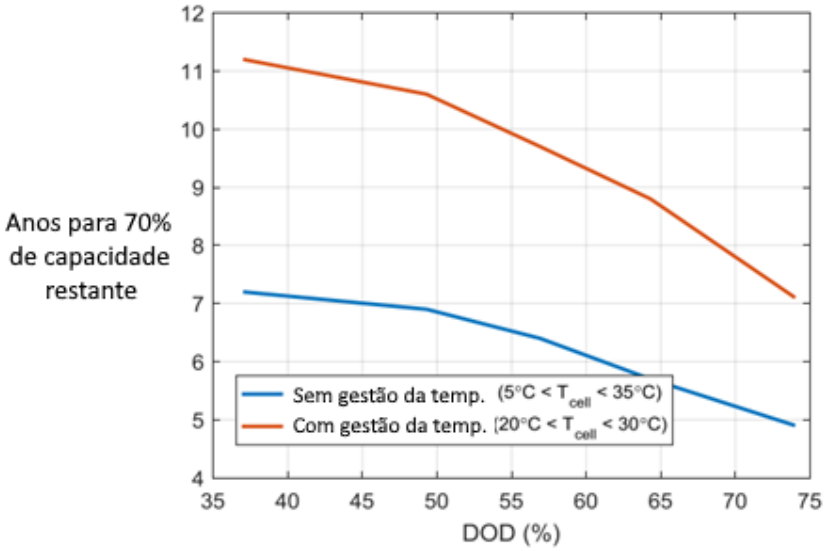
Na literatura são encontrados estudos que utilizaram valores mínimos de *SoC* para sistemas de armazenamento em aplicações estacionárias limitados a 20% (VAN DER KAM e VAN SARK, 2015; TULPULE et al., 2013) e 30% (AMIRIOUN e KAZEMI, 2014; ZHANG et al., 2012). Porém, para maximizar a vida útil do sistema, Lunz et al. (2012) adotaram como estratégia minimizar o tempo de espera em estado de carga elevado ($SoC > 90\%$).

O controle da temperatura de operação, por outro lado, é essencial para a manutenção da vida útil destes sistemas, com fabricantes garantindo uma certa quantidade de ciclos durante a vida útil destes para uma operação em torno de $23^{o}C$.

A vida útil diminui com a quantidade de energia disponível no sistema que é descarregada a cada ciclo de uso. Smith et al. (2017) caracterizaram o ciclo de vida de baterias de íon-lítio comercialmente disponíveis especialmente desenvolvidas para aplicações na qual energia gerada por sistemas FV é utilizada para carregar o sistema de armazenamento, levando em consideração os fatores descritos por Bishop et al. (2013). Os autores avaliaram um sistema de armazenamento de energia de pequeno porte (3,7 kWh), mostrando a

influência da variação de temperatura de operação e a quantidade de energia descarregada por ciclo na vida útil destes sistemas (Figura 3). Porém, Uddin et al. (2017) afirmam que utilizando um sistema com maior capacidade de armazenamento estas perdas poderão ser reduzidas.

Figura 3 – Impacto da temperatura de operação e profundidade de descarga na capacidade de armazenamento de um sistema de armazenamento íon-lítio de 3,7 kWh.



Fonte: Smith et al. (2017).

Com relação à perda por degradação por ciclo (carga/descarga), existem estudos em que a perda foi modelada teoricamente (PLOEHN et al., 2004; CHRISTENSEN e NEWMAN, 2006; AN et al., 2014; DESHPANDE et al., 2012) e estudos realizados via simulações com diferentes níveis de precisão (WANG et al., 2011; PETERSON et al., 2010; SCHMALSTIEG et al., 2014; SANTHANAGOPALAN et al., 2015).

2.2 ESTUDOS DE APLICAÇÃO E VIABILIDADE DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

2.2.1 Serviços de arbitragem de energia e aumento do autoconsumo da geração FV

A seguir são apresentados diversos estudos que implementaram estes dois tipos de serviços.

Luthander et al. (2015) mostraram que é possível aumentar o autoconsumo em sistemas residenciais entre 13 e 24% utilizando sistemas FV-armazenamento com capacidade

entre 0,5 e 1 kWh por kW de potência FV instalada. Neste caso, o armazenamento foi utilizado em aplicações curtas, normalmente inferiores a 24 horas.

Na Alemanha, Merei et al. (2016) realizaram uma avaliação técnica e econômica de sistemas FV-armazenamento em consumidores comerciais, concluindo que tais sistemas não apresentariam viabilidade em 2015, principalmente devido ao pouco ganho financeiro proveniente da energia excedente injetada na rede elétrica. Os autores sugerem que tais sistemas seriam viáveis quando o custo do sistema de armazenamento fosse 200 EU$/kWh.

Para aplicações na Grã-Bretanha, Hassan et al. (2017) avaliaram a operação de um sistema FV-armazenamento para maximizar benefícios econômicos em uma residência e concluíram que a adoção de sistemas de armazenamento era economicamente viável quando o custo dos sistemas reduzisse para 138 libras/kWh, porém não foram levadas em consideração as perdas do sistema. Uddin et al. (2017) também avaliaram a viabilidade econômica de sistemas FV-armazenamento; porém consideraram as perdas por degradação, concluindo que quando o custo da perda por degradação for incluída não haveria viabilidade econômica para o consumidor. Mariaud et al. (2017) apresentaram um modelo de seleção de tecnologias e operação de sistemas FV-armazenamento para uma indústria de alimentos. A melhor configuração obtida foi utilizando sistemas de armazenamento de íon-lítio com um retorno de investimento de oito anos. Gupta et al. (2019) mostraram que para 82 residências, sistemas FV com armazenamento aumentavam o autoconsumo, além de reduzirem em média 8% de demanda no horário de ponta. Dong et al. (2020) avaliaram o potencial de sistemas FV-armazenamento em uma comunidade de 10 residências, verificando uma redução de aproximadamente 1 tonelada de emissões de CO_2 por ano. Neste ano, o custo de sistemas de armazenamento foi a principal variável para viabilidade financeira, com o sistema demorando mais de 10 anos para atingir retorno financeiro.

No Japão, Yoshida et al. (2016) avaliaram uma estratégia de operação otimizada de um sistema FV-armazenamento considerando degradação (tanto de *SoC* como *DoD*) para residências. Mostraram que no contexto japonês sistemas FV-armazenamento são economicamente mais viáveis do que somente o sistema FV. Porém os autores não consideraram todas as cargas da residência em sua análise. Li et al. (2018b) avaliaram a viabilidade destes sistemas em 200 residências e concluíram que estes sistemas teriam um retorno financeiro de 18 anos em um cenário sem incentivos.

No Brasil, Nascimento (2019) avaliou economicamente sistemas FV-armazenamento. Mostrou que, para residências no contexto brasileiro, o sistema FV é mais viável economicamente do que sistemas FV-armazenamento.

Yu (2018) avaliou os impactos econômicos de sistemas FV-armazenamento residenciais na França para o ano de 2030. Concluiu que sistemas residenciais FV-armazenamento poderiam ser viáveis economicamente na França antes de 2030. Adicionalmente, mostrou que a operação visando maximizar o autoconsumo teria um impacto menor na rede elétrica ao invés de operando visando injeção total na rede.

Nos Estados Unidos, Nottrott et al. (2013) avaliaram a viabilidade econômica de sistemas FV-armazenamento residenciais, chegando à mesma conclusão que Yu (2018), (ou seja, que a operação visando maximizar o autoconsumo teria um impacto menor na rede elétrica ao invés de operando visando injeção total na rede). Sistemas residenciais seriam viáveis quando o custo de baterias de íon-lítio fosse de 450 US$/kWh. Já Heine et al. (2019) avaliaram que sistemas de armazenamento dimensionados a 1,5 vezes maior que o necessário para atender os consumos residenciais em horários de pico apresentaram a melhor atratividade econômica.

Em Portugal, Camilo et al. (2017) avaliaram a atratividade econômica de diferentes cenários de sistemas FV-armazenamento residenciais. Concluíram que estes sistemas necessitavam de decréscimo nos custos de aquisição para serem viáveis economicamente, não sendo viáveis para um custo de 393 EU$/kWh em 2017. Vieira et al. (2017) avaliaram, para residências, que a uma taxa de juros de 7%, o sistema apresentaria viabilidade somente se o custo do sistema de armazenamento fosse inferior a 190 EU$/kWh. Estes dois trabalhos portugueses não levaram em consideração as perdas por degradação e utilizaram dados estimados de consumo e geração. Aelenei et al. (2019) avaliaram o uso de sistemas de armazenamento de tecnologia de íon-lítio variando de 13,5 a 54 kWh em uma edificação comercial com um sistema FV de 12 kWp. Operando para maximizar o autoconsumo, o sistema de 13,5 kWh apresentou a melhor viabilidade econômica, aumentando o autoconsumo em 16%.

Barzegkar-Ntovom et al. (2020) avaliaram, para seis países do mediterrâneo, a viabilidade econômica de sistemas residenciais FV-armazenamento para o caso em que as políticas não reembolsam economicamente a energia FV excedente injetada na rede elétrica. Para um custo de sistemas de armazenamento de 500 EU$/kWh os sistemas não apresentavam viabilidade, concluindo que somente atingiriam paridade tarifária se os custos relativos ao sistema de armazenamento diminuíssem. Analisando a viabilidade para um custo de 150 EU$/kWh, os autores mostraram que tais sistemas atingiriam viabilidade na Itália, Chipre, Espanha e Portugal. Os autores, porém, não apresentam os perfis de consumo das edificações,

estimando valores médios mensais iguais para todos os países, além de não considerarem as perdas por degradação.

Chaianong et al. (2020) investigaram o retorno financeiro de sistemas FV-armazenamento para consumidores residenciais na Tailândia a partir de dados simulados de consumo e geração FV. Mostraram que estes sistemas alcançariam viabilidade quando o custo de sistemas de armazenamento caísse para 100 US$/kWh. Os autores, porém somente consideraram serviços de autoconsumo e não serviços de arbitragem de energia, o que poderia aumentar a viabilidade destes sistemas.

Estudos na Austrália incluem Khalilpour e Vassallo (2016), que avaliaram o impacto de parâmetros técnicos e econômicos na viabilidade econômica de sistemas FV-armazenamento residenciais. O sistema simulado somente apresentou viabilidade quando o custo das baterias atingisse 750 US$/kWh. Os autores mostraram que o fator crucial para a atratividade foi a diferença entre a tarifa de energia e uma tarifa paga ao consumidor pela energia injetada na rede. Talent e Du et al. (2018) avaliaram a otimização do dimensionamento de sistemas FV-armazenamento em sistemas residenciais e industriais. Mostraram que as soluções mais viáveis são as que maximizam o autoconsumo, com sistemas FV maiores e sistemas de armazenamento menores. Já Roberts et al. (2019) avaliaram sistemas FV-armazenamento em edificações de apartamentos residenciais. Os autores mostraram que sistemas de armazenamento entre 2-3 kWh por apartamento aumentariam o autoconsumo em até 19% e abateriam as demandas de pico da edificação em até 30%, porém não foram levadas em consideração as perdas por degradação. Li (2019) analisou o dimensionamento de sistemas FV-armazenamento para 2.057 consumidores residenciais com diferentes tipos de perfil de consumo. Concluiu que quanto maior for o consumo da residência maior será a economia final do consumidor. O estudo, porém não levou em consideração as perdas por degradação.

Liu et al. (2020) simularam a operação de um sistema FV com armazenamento em uma edificação de uso comercial na China. Os autores definiram um modo de operação a partir dos horários vigentes dos diferentes valores de tarifa de energia local, alcançando um aumento do autoconsumo da geração FV em 15% e reduzindo emissões de CO_2 em até 39%.

2.2.1.1 Estudos de consumidores com veículos elétricos

Com as pressões ambientais, aliadas ao aumento dos preços de combustíveis, veículos elétricos carregados com energia FV se tornam uma forma de transporte viável e

sustentável (KEINER et al., 2019) e estão cada vez mais sendo implementados como cargas em consumidores residenciais e comerciais.

Mukhammar et al. (2013) simularam uma residência com veículo elétrico na Suécia e mostraram que o aumento de autoconsumo da geração FV é limitado à coincidência entre a geração FV e os padrões de carga do VE. Kaschub et al. (2016) realizaram a análise técnica e econômica de sistemas residenciais FV-armazenamento com veículo elétrico na Alemanha. Os autores mostram que estes sistemas apresentam viabilidade financeira, atingindo valores de autoconsumo de até 70%. Estefandyari et al. (2019) dimensionaram um sistema FV-armazenamento para um sistema comercial na Irlanda contendo como carga um veículo elétrico de pequeno porte. Foi mostrado que um sistema FV de 10,5 kWp acoplado um sistema de armazenamento de 9,6 kWh otimizaria os carregamentos do VE de 13,76 kWh.

Outro modo de utilização de sistemas de armazenamento de energia é a utilização de veículos elétricos do tipo *plug-in* na modalidade veículo para rede (*vehicle-to-grid*-V2G), injetando energia na rede elétrica (LUO et al, 2020). Gudmunds et al. (2020) avaliaram como VE afetam o nível de autoconsumo em residências com sistema FV. Concluíram que VE têm o mesmo potencial de autoconsumo em residências do que residências contendo somente sistemas de armazenamento estacionários. A regulação brasileira ainda não permite este tipo de operação (ANEEL, 2018) e neste contexto esta tese considerará os VE como cargas da edificação e não um adicional sistema de armazenamento para prestar um dos serviços descritos acima (abater a carga da edificação ou injetar energia na rede elétrica).

2.2.2 Serviços de redução de picos de demanda, *backup* e *off-grid*

Com relação à utilização dos serviços de sistemas de armazenamento visando redução de picos de demanda de potência, Park e Lappas (2017) estudaram os impactos na redução de despesas somente com demanda em edificações comerciais na Austrália. Concluíram que para atingir viabilidade os custos teriam que ser na faixa de 608 a 1790 US$/kW em 2017.

Há uma quantidade menor de estudos na literatura utilizando este tipo de serviço, pois usualmente somente se aplicam a consumidores comerciais (consumidores residenciais geralmente não são cobrados por potência demandada) que apresentarem perfis de consumo específicos para esta finalidade, o que é pouco encontrado na literatura.

Para serviços de *backup*, Zhou et al. (2019) estudaram o dimensionamento de sistemas de armazenamento para este uso em sistemas comerciais nos Estados Unidos. Os autores mostraram que estes serviços apresentaram viabilidade para o ano de 2018.

Para aplicações não conectadas à rede (*off-grid*), sistemas de tecnologia de íon-lítio são mais viáveis economicamente devido ao seu maior ciclo de vida (AYENG'O et al., 2018). Bhayo et al. (2019) avaliaram o dimensionamento de um sistema FV-armazenamento em uma residência rural *off-grid* na Malásia. A energia excedente foi recomendada para outras aplicações, como bombeamento de água. O sistema apresentou um custo nivelado de energia de 0,375 US$/kWh. Goldsworthy e Sethuvenkatraman (2018) estudaram viabilidade de sistemas FV-armazenamento para uso em residências não conectadas à rede elétrica na Austrália. Mostraram que estes sistemas poderiam ter apresentado viabilidade se ocorresse uma mudança no padrão de consumo de energia dos ocupantes. Peffley e Pearce (2020) avaliaram sistemas FV-armazenamento para uma residência rural *off-grid* nos Estados Unidos, concluindo que, atualmente, sistemas não conectados à rede apresentam um grande custo inicial, mas também grande retorno do investimento, o que poderá aumentar com apoio público à pesquisa de energias renováveis.

2.2.3 Comentários

A Tabela 1 apresenta o resumo dos diversos estudos analisados que utilizam sistemas FV-armazenamento para serviços de arbitragem de energia e autoconsumo da geração FV.

Nota-se que a grande maioria dos estudos analisados se deram em consumidores residenciais, com sistemas FV na faixa de 1 a 10 kWp e sistemas de armazenamento com capacidade entre 0,5 a 21 kWh. Quando apresentavam veículos elétricos como parte da carga, os mesmos eram de pequeno porte, de 13,76 a 32 kWh. Houve estudos para consumidores comerciais, com sistemas de armazenamento entre 10 e 54 kWh e sistemas FV entre 12 e 150 kWp, porém nenhum com veículos elétricos como parte de sua carga. Por fim, a revisão apresentou estudos para consumidores industriais, estes apresentando sistemas muito maiores.

Observa-se que são poucos os trabalhos que mediram os perfis de consumo da edificação. A maior parte utilizou ou uma simulação ou dados médios disponibilizados por bancos de dados. Simulação também foi utilizada na grande maioria dos estudos para a geração FV. Apenas dois trabalhos realizaram a integração do sistema de armazenamento via medição. Poucos estudos levaram em consideração a perdas por degradação destes sistemas, o que pode ter superestimado os resultados obtidos.

Tabela 1 – Resumo dos estudos de serviços de autoconsumo FV e arbitragem de energia.

Autores	Ano	Local	Consumidor			Sistema FV		Forma de compensação	Sistema de armazenamento		
			Tipo	Medido ou simulado	Veículo Elétrico	Potência	Medido ou simulado		Capacidade	Medido ou simulado	Considera degradação
Barzegkar-Ntovom et al.	2020	Chipre; França; Grécia; Itália; Portugal e Espanha	Residencial	Simulado	Não	1 a 10 kWp	Simulado	Não considera	0,5 a 20 kWh	Simulado	Não
Beck et al.	2016	Alemanha	Residencial	Medido	Não	5,2 kWp	Medido	Feed-in-tariff	3 kWh	Simulado	Não
Kaschub et al.	2016	Alemanha	Residencial	Banco de dados	Simulado capacidades de 23,5; 27,5 e 32 kWh	1,7 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	3 kWh	Simulado	Sim
Merei et al.	2016	Alemanha	Comercial	Medido	Não	50, 100 e 150 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	10 a 50 kWh	Simulado	Sim
Khalilpour e Vassallo	2016	Austrália	Residencial	Medido	Não	2 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	5,5 kWh	Simulado	Sim
Park e Lappas	2017	Austrália	Comercial	Simulado	Não	99,6 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	12 kWh	Simulado	Não
Talent e Du et al.	2018	Austrália	Residencial e Industrial	Banco de dados (Res) Medido (Ind)	Não	1,5 a 10 kWp (Res); 100 a 500 kWp (Ind)	Simulado	Feed-in-tariff	7, 14 e 21 kWh (Res); 200 a 600 kWh (Ind)	Simulado	Não
Roberts et al.	2019	Austrália	Prédio Residencial	Medido	Não	31,5 e 141,5 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	1 e 4 kWh	Simulado	Não
Li	2019	Austrália	Residencial	Medido	Não	5 kWp	Simulado	Não considera	3,36 kWh	Simulado	Não
Nascimento	2019	Brasil	Residencial	Medido	Não	2,5 kWp	Simulado	Net-meetering	4 kWh	Simulado	Não
Liu et al.	2020	China	Comercial	Simulado	Não	13,12 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	45,6 kWh	Simulado	Sim
Nottrott et al.	2013	Estados Unidos	Industrial	Medido	Não	500 kWp	Simulado	Não considera	240 a 1270 kWh	Simulado	Não
Heine et al.	2019	Estados Unidos	Residencial	Simulado	Não	7,5 a 9 kWp	Simulado	Net-meetering	10 a 15 kWh	Simulado	Sim
Yu	2018	França	Residencial	Simulado	Não	3 kWp	Simulado	Não considera	4 kWh	Simulado	Não
Mariaud et al.	2017	Grã-Bretanha	Industrial	Medido	Não	1760 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	1590 kWh	Simulado	Não
Hassan et al.	2017	Grã-Bretanha	Residencial	Banco de dados	Não	3.36 kWp	Banco de dados	Feed-in-tariff	2 kWh	Simulado	Não
Uddin et al.	2017	Grã-Bretanha	Residencial	Medido	Medido, capacidade de 24 kWh	4 kWp	Medido	Feed-in-tariff	2 kWh	Medido	Não
Gupta et al.	2019	Grã-Bretanha	Residencial	Medido	Não	1,5 a 2,5 kWp	Medido	Não considera	2 kWh	Medido	Não
Dong et al.	2020	Grã-Bretanha	Residencial	Banco de dados	Não	3 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	2.5 kWh	Simulado	Sim
Estefandyari et al.	2019	Irlanda	Comercial	Medido	Medido, com capacidade de 13,76 kWh	10,5 kWp	Simulado	Não considera	9,6 kWh	Simulado	Não
Yoshida et al.	2016	Japão	Residencial	Banco de dados	Não	4 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	1, 4 e 8 kWh	Simulado	Sim
Li et al.	2018	Japão	Residencial	Medido	Não	5 kWp	Simulado	Feed-in-tariff	3 kWh	Simulado	Não
Camilo et al.	2017	Portugal	Residencial	Banco de dados	Não	0,5 e 1,5 kWp	Simulado	Net-meetering	5.28 kWh	Simulado	Não
Vieira et al.	2017	Portugal	Residencial	Banco de dados	Não	2,4 kWp	Simulado	Net-meetering	10,2 kWh	Simulado	Não
Aelenei et al.	2019	Portugal	Comercial	Medido	Não	12 kWp	Medido	Net-meetering	13,5 a 54 kWh	Simulado	Não
Chaianong et al.	2020	Tailandia	Residencial	Banco de dados	Não	5 kWp	Simulado	Não considera	6.5 kWh	Simulado	Não

A medição de dados é relevante para melhorar a qualidade dos resultados obtidos. Na Alemanha, Beck et al. (2016) avaliaram o impacto da resolução temporal dos dados medidos da carga e da geração FV sobre a taxa de autoconsumo em sistemas residenciais FV-armazenamento. Os autores mostraram que a influência da resolução temporal de dados no nível alcançável de autoconsumo é pequena para o dimensionamento de sistemas FV-armazenamento. Para o dimensionamento da capacidade de armazenamento de forma a maximizar o autoconsumo, dados com resolução de 60 minutos apresentaram resultados satisfatórios. Para otimizar a potência de descarga visando maximizar o autoconsumo dados de resolução de cinco minutos foram necessários.

Nota-se que diferentes países implementam diferentes formas de compensação da energia FV excedente injetada na rede elétrica. Para países que utilizam a modalidade de *feed-in tariff*, os valores pagos aos consumidores variam, afetando a atratividade destes sistemas. Os países que adotam *net-meetering* utilizam, por sua vez, estratégias diferentes de compensação de energia. Alguns estudos não consideraram a forma de compensação para encontrar viabilidades não dependentes de políticas locais.

Por fim, verificou-se que há uma lacuna na literatura de estudos, utilizando dados medidos de perfis de consumo e de geração FV, analisando consumidores comerciais ou industriais com geração FV e veículo elétrico integrado com sistemas de armazenamento de médio porte.

2.3 CENÁRIO BRASILEIRO

A viabilidade de sistemas FV com armazenamento de energia é fortemente influenciada pelas políticas locais. Com o objetivo de analisar o atual cenário brasileiro, este item abordará como é realizada a tarifação de energia elétrica no Brasil, sendo detalhada sua regulamentação. Adicionalmente será discorrido sobre a geração descentralizada da energia FV e como é regulamentada a compensação de energia injetada na rede elétrica (*net-meetering*) no país. Por fim, uma revisão de estudos realizados nesta área no país é apresentada.

2.3.1 Estrutura tarifária

No Brasil, o órgão responsável pelo regulamento do setor elétrico é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em dezembro de 1996. A ANEEL atua na

normatização de diretrizes e políticas estabelecidas para o setor elétrico (pelo Governo Federal) e na fiscalização do fornecimento de energia elétrica à sociedade.

Desde o estabelecimento da Lei n.º 8.631/1993 (BRASIL, 1993), as tarifas de energia são diferentes para cada estado e fixadas para cada distribuidora, alterando o regime econômico-financeiro das concessões de serviço pelo preço e não mais pelo custo.

Em 2004, foi lançado pelo Governo Federal um novo modelo para a comercialização da energia elétrica para o Setor Elétrico Brasileiro (BRASIL, 2004a e 2004b). Essa nova reformulação definiu que a comercialização fosse realizada em dois ambientes distintos de contratação: regulado e livre. No ambiente de contratação regulado (ACR), as concessionárias de distribuição adquirem energia elétrica por meio de leilões regulados pela ANEEL e fornecem para o cliente tanto o contrato de uso do sistema de distribuição como da energia consumida. Já no ambiente de contratação livre (ACL), as concessionárias fornecem apenas o contrato de uso do sistema de distribuição. Nesse caso, os contratos de fornecimento de energia elétrica são livremente negociados entre geradores e consumidores.

A Resolução Normativa n.º 414 (ANEEL, 2010), de 9 de setembro de 2010, estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica para o ambiente de contratação regulado. Dentro desse ambiente de contratação, os consumidores são divididos nos grupos A e B, referentes ao nível de tensão em que são atendidos. Unidades consumidoras atendidas com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou a partir de sistemas subterrâneos (< 2,3 kV) estão enquadradas no Grupo A. Unidades consumidoras (UC) atendidas com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV estão enquadradas no Grupo B.

A Tabela 2 apresenta para consumidores integrantes do Grupo A, a classificação por subgrupo de consumidores em função da tensão de fornecimento da energia elétrica de sua UC.

Tabela 2 – Tensão de fornecimento para subgrupos de consumidores do Grupo A.

Subgrupo	**Tensão de fornecimento**
A1	> 230 kV
A2	88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 a 44 kV
A4	2,3 a 25 kV
AS	< 2,3 kV (Subterrâneo)

Fonte: ANEEL (2010).

Consumidores enquadrados no Grupo A são caracterizados pela tarifação binômia, ou seja, são cobrados tanto pela demanda quanto pela energia que consomem.

A ANEEL adota as seguintes definições, através da Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 (Art. 2º) (ANEEL, 2010), para energia elétrica ativa, energia elétrica reativa, demanda e demanda medida.

> A energia elétrica ativa é definida como "Aquela que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh)" (ANEEL, 2010).
>
> A energia elétrica reativa é definida como "Aquela que circula entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh)" (ANEEL, 2010).
>
> A demanda consiste na "média das potências elétricas ativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW)" (ANEEL, 2010).
>
> A demanda medida consiste na "maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de quinze minutos durante o período de faturamento" (ANEEL, 2010).

Para ambos os grupos, a energia é cobrada pelo valor efetivamente consumido, enquanto a demanda será cobrada a partir do referencial de demanda contratada pelo consumidor.

Unidades consumidoras enquadradas no Grupo A devem realizar contratos de demanda com a distribuidora de energia prevendo a potência que será demandada nos próximos meses. O consumidor sempre irá pagar pela demanda contratada independente se a demanda medida for maior ou menor. Como o contrato de demanda prevê que sejam aplicadas tarifas para obtenção da fatura, a decisão incorreta de valores para a demanda contratada pode resultar em altos custos relativos, sendo por contrato superdimensionado ou pelo pagamento da ultrapassagem de demanda. A distribuidora local de energia elétrica deverá ser capaz de fornecer ao consumidor o valor da demanda contratada por este. Para o faturamento mensal da demanda, utiliza-se seu maior valor mensal (demanda medida ou demanda contratada).

No Brasil, é adicionado ao faturamento das UCs pertencentes ao Grupo A a energia reativa excedente ao limite permitido. Este faturamento se dá pelos valores horários do fator de potência (FP) da UC, como estabelecido pela Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 (Art. 96º) (ANEEL, 2010), descrito a seguir.

> "I - o período de 6 (seis) horas consecutivas, compreendido, a critério da distribuidora,entre 23h 30min e 6h 30min, apenas os fatores de potência "f_T" inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T"" (ANEEL, 2010).

> "II - o período diário complementar ao definido no inciso I, apenas os fatores de potência"f_T" inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "T"" (ANEEL, 2010).

A ANEEL define o fator de potência (FP) como um índice que avalia a eficiência de um sistema elétrico. O FP poderá ter valores de 0 a 1; quanto maior o valor, mais eficiente é o sistema; baixos valores são decorrentes de quantidades elevadas de energia reativa.

A ANEEL adota a seguinte definição, através da Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 (Art. 2º) (ANEEL, 2010), para o fator de potência.

> O fator de potência é definido como "Razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado" (ANEEL, 2010).

Unidades consumidoras pertencentes ao Grupo A estão enquadradas na estrutura tarifária horária. Essa estrutura de tarifação é caracterizada pela aplicação de tarifas distintas para consumo de energia elétrica (R$/kWh) e demanda de potência (R$/kW), de acordo com seu respectivo horário de utilização (durante o horário de ponta (P) ou fora ponta (FP)). Tal estrutura de tarifação é motivada pela racionalização do consumo de energia elétrica. Como existem diferentes tarifas para diferentes horários do dia, espera-se que o consumidor utilize os horários com tarifas mais baratas, aliviando assim o carregamento do sistema elétrico. A tarifação horária se caracteriza por duas modalidades: Azul e Verde.

O Quadro 1 apresenta características de tarifação para ambas as modalidades de contratação. Na área de concessão da distribuidora local (Celesc), o horário de ponta (P) consiste para todos os dias úteis da semana (segunda a sexta-feira) do período compreendido entre 18h30 e 21h29 (ANEEL, 2010).

Quadro 1 – Modalidade de contratação da energia elétrica para subgrupos de consumidores do Grupo A.

	Energia	Demanda
Azul	Ponta	Ponta
	Fora Ponta	Fora Ponta
Verde	Ponta	Valor único
	Fora Ponta	

Fonte: ANEEL (2010).

Unidades consumidoras alimentadas com tensão de fornecimento acima de 69 kV estarão obrigatoriamente enquadradas na modalidade tarifária horária Azul. Quando a unidade consumidora é alimentada com uma tensão de fornecimento inferior a 69 kV, independentemente de sua demanda contratada, o consumidor escolhe sua modalidade tarifária. A alteração da modalidade tarifária ocorre a pedido do consumidor, desde que a

última alteração tenha ocorrido antes dos últimos 12 ciclos de faturamento ou quando houver alteração na tensão de fornecimento.

Consumidores do Grupo A no mercado regulado (ACR) terão valor mínimo de contratação de demanda de 30 kW. Abaixo, seguem prescrições da REN 414/2010 referentes à contratação de demanda:

Pedido de aumento: A distribuidora tem até 30 dias para disponibilizar a nova demanda, desde que efetuada a solicitação por escrito;

Pedido de redução: Deve ser feito por escrito e com antecedência mínima de 90 dias (Grupo A4) ou 180 dias (demais grupos), podendo-se reduzir a demanda contratada somente uma vez a cada 12 meses. Caso sejam implementadas medidas de eficiência energética, a distribuidora pode reduzir a demanda a qualquer hora;

Ultrapassagem da demanda contratada: Ocorre quando a demanda de potência ativa exceder mais de 5% da demanda contratada. Neste caso, a distribuidora local cobrará o dobro da tarifa sobre o montante excedente.

A ANEEL adota a seguinte definição para o ciclo de faturamento, a partir da Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 (Art. 2º) (ANEEL, 2010).

> O ciclo de faturamento é definido como "Período correspondente ao faturamento de determinada unidade consumidora" (ANEEL, 2010).

Para o faturamento mensal da energia elétrica das UCs pertencentes ao Grupo A, são apresentados dois tipos distintos de tarifas (ANEEL, 2010):

> TE - Tarifa de Energia: "Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, expresso em R$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia" (ANEEL, 2010).
>
> TUSD - Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição: "Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, expresso em R$/MWh ou em R$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema" (ANEEL, 2010).

O valor das tarifas e suas atualizações são definidos nos contratos de concessão entre as distribuidoras e o poder concedente (União). Tais contratos preveem reajustes anuais, periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (caso necessário) das tarifas. Os reajustes são necessários para assegurar a saúde financeira das empresas do setor e, consequentemente, a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

O faturamento mensal da energia elétrica consumida por consumidores enquadrados no Grupo A de fornecimento de tensão leva em conta: despesas com a energia elétrica

consumida, despesas com o uso do sistema de distribuição, e encargos e tributos. Nas faturas de energia elétrica, estão incluídos os seguintes tributos federais, estaduais e municipais:

Tributos Federais: São cobrados pela União impostos para atender programas sociais do Governo Federal, tais como: Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (BRASIL, 2002; 2003 e 2004c). Suas alíquotas máximas são de 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS, sendo apurados de forma não cumulativa, ou seja, a alíquota média varia com o volume de créditos apurados mensalmente pela distribuidora e com os tributos pagos sobre os custos e despesas no mesmo período.

Tributos Estaduais: É cobrado o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (BRASIL, 1988). Em Santa Catarina, a alíquota é de 25% para o Grupo A.

Tributos Municipais: A distribuidora arrecada a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP).

Para adequar o custo da energia elétrica às condições atuais de geração desta, desde 2015, é parte integrante das faturas de energia elétrica o sistema de bandeiras tarifárias. As bandeiras tarifárias, determinadas mensalmente pela ANEEL levando em consideração a geração hidrelétrica, incidem sobre o consumo da energia elétrica a ser faturada. Existem três tipos distintos de bandeiras tarifárias: verde, amarela e vermelha.

Para o consumidor, quando os reservatórios estão com nível considerado adequado, os custos de geração de energia não sofrem aumento (bandeira verde). Entretanto, na medida em que os reservatórios vão se esvaziando, os custos de geração aumentam (bandeira amarela). Quando os reservatórios estão com pouca água e se torna necessário acionar usinas termelétricas, os custos com energia apresentam valores ainda mais elevados (bandeira vermelha). O objetivo do sistema de bandeiras tarifárias é sinalizar aos consumidores o custo real de geração da energia, incentivando-os a utilizar de forma mais consciente a energia elétrica. A seguir, são apresentados os acréscimos previstos sobre as tarifas para cada bandeira tarifária (ANEEL, 2017c):

Bandeira Verde: A tarifa não sofre acréscimo;

Bandeira Amarela: A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,01 para cada kWh consumido;

Bandeira Vermelha: A tarifa sofre acréscimo de R$ 0,03 (Patamar 1) ou R$ 0,05 (Patamar 2) para cada kWh consumido.

A ANEEL publica para as distribuidoras de energia elétrica as tarifas sem a incidência de tributos. As distribuidoras incluem os tributos em suas tarifas conforme mostra a Equação 1 (ANEEL, 2016b).

$$\text{Valor despesa (com impostos)} = \frac{\text{Tarifa ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (1)$$

onde:

PIS – Contribuição ao Programa de Integração Social;
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.

Em 2017, o Brasil apresentou o terceiro maior valor de tarifa residencial entre 27 países; porém quando ajustado pela paridade do poder de compra (quão caro ou acessível a eletricidade é para consumidores em cada país), o Brasil classifica-se em sexto lugar (IEA, 2019a). Com relação a tarifas comerciais, o Brasil apesar de não apresentar os maiores valores de tarifa, ainda assim classifica-se como acima de 75% do restante do mundo (IEA, 2019a).

No Brasil, as tarifas médias da energia elétrica para UCs enquadradas no Grupo A (>2,3 kW) vem crescendo muito. Em 2017, as tarifas apresentaram valores equivalentes ao dobro dos valores apresentados em 2013 (FIESC, 2018). Para o subgrupo A4 (2,5 a 25 kV) e para a modalidade horária verde, a tarifa média com impostos da energia elétrica de 18 distribuidoras, em 2018, foi de 0,205 US$/kWh (FIESC, 2018).

2.3.2 Geração Descentralizada

Consumidores dentro do ambiente de contratação regulado poderão instalar geradores de pequeno porte a partir de fontes renováveis, podendo gerar sua própria energia e fornecer o excedente de geração para a rede de distribuição. Para tal, a ANEEL regulamentou pela Resolução Normativa Nº 482 (ANEEL, 2012) as condições gerais para o acesso à rede de sistemas de mini e microgeração, e pela Resolução Normativa Nº 687 (ANEEL, 2015) a compatibilização do seu sistema de compensação de energia com as prescrições da REN 414/2010 (ANEEL, 2010).

As REN 482/2012 e 687/2015 definem como microgeração centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW, e minigeração, centrais geradoras com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Uma questão importante abordada na REN 482/2012 é a limitação da potência instalada da central geradora à potência disponibilizada para a unidade consumidora, que, para o Grupo A, é a demanda contratada junto à distribuidora (REN 414/2010). Caso a potência instalada seja maior do que a demanda contratada, deve-se solicitar aumento da

demanda contratada para no mínimo o mesmo valor da potência pretendida para a central geradora.

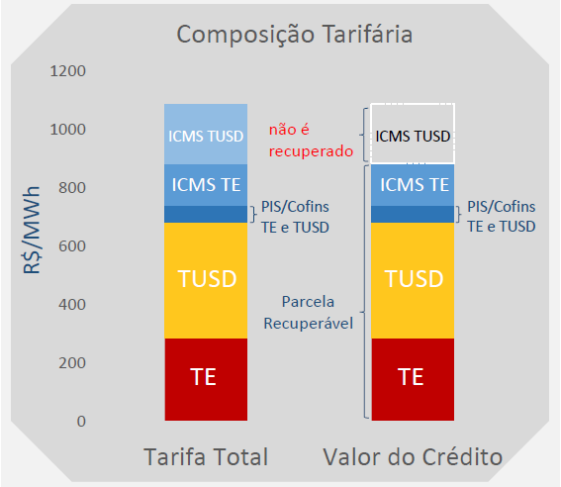
O Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), a partir do Convênio ICMS 16/2015 (CONFAZ, 2015), possibilitou a isenção do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à UC sobre os créditos gerados da injeção de energia na rede. Ou seja, para os estados que aderiram ao convênio, a isenção do ICMS incide na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede pela UC com os créditos de energia ativa originados na própria UC. Nos demais estados, o ICMS é cobrado sobre toda a energia consumida da rede.

Entretanto, para empreendimentos com capacidade FV instalada maior do que 1 MW e modalidades de geração compartilhada e de múltiplas unidades consumidoras, o Convênio ICMS 16/2015 não se aplica. Somente o estado de Minas Gerais concede isenção de ICMS para projetos de micro e minigeração solar distribuída de até 5 MW (BRASIL, 2017a). A Lei Complementar Federal n.º 160 (BRASIL, 2017b) determinou que qualquer decisão tributária estadual seja, a partir de então, alinhada com o Confaz.

No final do ano de 2019, todos os estados brasileiros e o Distrito Federal haviam aderido ao convênio, isentando a cobrança de ICMS sobre a micro e minigeração para sistemas até 1 MW. O ICMS, porém, continua incidindo sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada.

O texto estabelecido pelo convênio 16/2015 gera dúvidas de interpretação sobre a isenção do ICMS, se ocorrerá somente sobre a Tarifa de Energia ou sobre a Tarifa de Energia e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Somente o estado de Minas Gerais isenta o ICMS sobre as duas tarifas, e todos os restantes isentam somente sobre a Tarifa de Energia. A Figura 4 apresenta os componentes da tarifa faturada pelas distribuidoras e da tarifa de compensação do sistema de créditos de energia (exceto MG).

Figura 4 – Componentes da tarifa faturada e da tarifa de compensação do crédito.



Fonte: GREENER (2019a).

A Resolução Normativas nº 482/2012 da ANEEL estabelece, especificamente no Art. 7º e seus incisos I, II, IV, IX, XI e XII (ANEEL, 2012), para unidade consumidores do Grupo A que:

- Deve ser cobrado no mínimo, o valor referente à demanda contratada;

- O excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida;

- O faturamento deve considerar a energia consumida pela UC, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamento anteriores, por posto tarifário;

- A compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, sendo aplicado um fator de ajuste nos créditos igual à divisão entre as tarifas de energia (TE) entre os postos tarifários;

- A unidade consumidora pode usufruir de créditos de energia ativa a serem consumidos em até 60 meses.

Após a revisão de 2015, a REN 482/2012 também permite que consumidores utilizem seus respectivos créditos de energia em outras unidades dentro da área de concessão da distribuidora, se caracterizando dentro das três categorias descritas a seguir:

Geração Compartilhada: Reunião de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

Autoconsumo Remoto: Para unidades consumidoras de mesma titularidade (Pessoa Jurídica ou Física) que possuam UC com geração distribuída em local diferente da UC na qual a energia será compensada, dentro da mesma área de concessão.

Múltiplas UC (Condomínios): Caracterizados pela utilização da energia elétrica de forma independente, na qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída.

A Tabela 3 apresenta, para cada ano desde a implementação da REN 482/212, a potência instalada dividida por classe de consumo e modalidade de unidades consumidoras com geração distribuída provenientes de energia solar fotovoltaica.

Tabela 3 – Unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil.

Potência instalada (kW) das UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA									
Ano	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Total**
Classe de consumo									
Comercial	44	1.093	978	3.275	25.049	52.915	165.624	437.957	687.035
Iluminação Pública	0	0	0	0	30	0	27	121	179
Industrial	403	84	145	584	6.411	8.225	45.017	95.680	156.550
Poder Público	0	53	604	1.143	1.552	5.775	7.767	11.894	28.786
Residencial	23	209	768	4.480	19.850	50.085	136.672	471.108	683.247
Rural	0	42	23	152	736	9.077	39.591	134.037	183.659
Serviço Público	0	2	0	98	333	953	492	448	2.326
Modalidade									
Autoconsumo remoto	3	40	452	979	6.305	21.733	88.661	196.414	314.618
Geração Compartilhada	0	32	0	497	127	2.201	1.990	5.080	9.926
Geração na própria UC	467	1.411	2.065	8.256	47.529	103.084	303.956	949.547	1.416.437
Múltiplas UCs	0	0	0	0	0	13	584	204	800
Total por ano	470	1.483	2.517	9.732	53.961	127.031	395.191	1.151.245	1.741.782

Fonte: ANEEL (2019a).

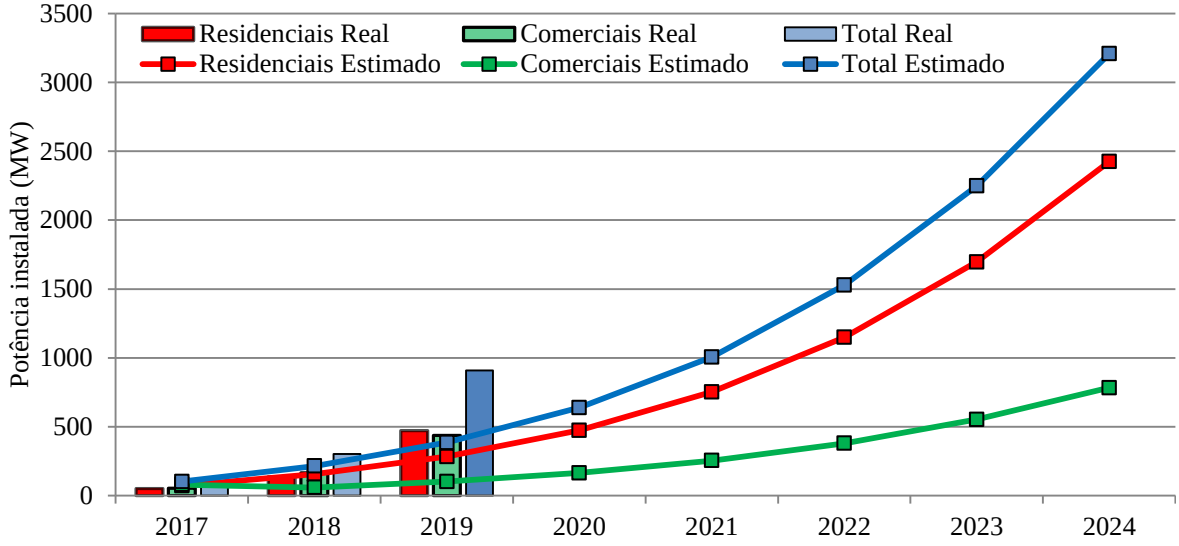
Conforme apresentado na Tabela 3, no Brasil, o número de unidades consumidoras com geração distribuída vem crescendo fortemente a cada ano, totalizando aproximadamente 1,74 MW em sistemas instalados no fim de 2019 (ANEEL, 2019a). Até 2019, aproximadamente 48% dos sistemas de micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica eram provenientes de aplicações comerciais e industriais e 40% de sistemas residenciais (ANEEL, 2019a).

Em 2019, a potência instalada anual de sistemas FV em geração distribuída praticamente triplicou com relação ao ano anterior. Aproximadamente 81% de todos os

sistemas de geração distribuída se enquadram na modalidade de geração na própria unidade consumidora (ANEEL, 2019a).

Em 2017, a ANEEL apresentou a evolução anual da estimativa de capacidade instalada (MW) para sistemas FV residenciais, comerciais, conforme apresentado na Figura 5 (ANEEL, 2017a). A capacidade efetivamente instalada no período compreendido entre 2017 e 2019 também está apresentada na Figura 5 (ANEEL, 2019a).

Figura 5 – Estimativa da capacidade instalada e potência FV instalada.



Fonte: ANEEL (2017a; 2019a), adaptado.

As projeções para sistemas FV comerciais apontavam acréscimo de 102 MW em 2019 (ANEEL, 2017a), porém este valor chegou a 438 MW (ANEEL, 2019a), valor que ultrapassa a projeção para o ano de 2022. Já para sistemas residenciais, a projeção indicava que 283 MW seriam instalados em 2019, contudo, este valor alcançou a marca de 471 MW, atingindo a projeção para o ano de 2020. Neste ritmo, a projeção inicial de uma capacidade superior a 3000 MW em 2024 deverá ser facilmente ultrapassada, indicando um forte acréscimo na utilização de sistemas FV no Brasil.

No Brasil, sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de aplicações comerciais e industriais, com potência FV típica de 70 kW (EPE, 2018b) apresentaram, em 2018, custo nivelado de energia (*LCOE*) de 0,196 US$/kWh (LAZARD, 2018b), valor menor do que o valor médio da tarifa com imposto de energia elétrica nacional (0.205 US$/kWh) (FIESC, 2018). Entre 2017 e 2019, o custo médio dos sistemas fotovoltaicos (kit + integração) apresentou elevada redução. De janeiro 2018 a janeiro 2020, a redução média dos custos foi de, aproximadamente, 17% para sistemas residenciais (4 kW) e de 18% para sistemas comerciais (50 kW) e industriais (1.000 kW) (GREENER, 2019b). Em 2017, o custo global

médio ponderado de instalações de sistemas FV em usinas foi de 1.388 US$/kW (IRENA, 2018). Já no Brasil, em janeiro de 2020 o preço de um sistema de 75 kW foi de aproximadamente 834 US$/kW (GREENER, 2019b).

2.3.3 Estudos realizados

O Brasil tem as condições necessárias para o aproveitamento da tecnologia FV (RÜTHER e ZILLES, 2011) e o recurso solar apresenta médias anuais de irradiação global horizontal na faixa de 3,5 a 6,25 kWh/m².dia (PEREIRA et. al, 2017). Considerando somente áreas com valores de irradiação média anual acima de 6 kWh/m².dia, o potencial de geração fotovoltaica centralizada chega a 506 TWh/ano (EPE, 2018a). Devido ao crescimento da população urbana e à sua maior conscientização ambiental, o interesse pela utilização de energias renováveis, principalmente da energia solar fotovoltaica, tem aumentado consideravelmente.

Rocha et al. (2017) analisaram os impactos do sistema de compensação de energia e isenção do ICMS para quatro das cinco regiões do país e concluíram que a isenção era fundamental para a viabilidade e difusão desta tecnologia no Brasil em 2017. Ferreira et al. (2018) apresentam uma visão econômica do uso e da produção de energia FV no Brasil e mostram que para geração FV descentralizada, que é fortemente influenciada pelas tarifas de energia, há atratividade. Pillot et al. (2018) mostraram que impostos estaduais, distribuidora de energia local e classe de consumo, tamanho do sistema e a taxa de financiamento são os fatores principais para determinar a viabilidade de sistemas FV no país.

Dos Santos et al. (2018) estudaram a difusão de sistemas FV em consumidores residenciais no sul do Brasil, mostrando que os principais fatores que influenciam o uso destes sistemas são o custo de instalação, tarifa de energia e incentivos para compra do sistema. Os autores concluem que, considerando que a tarifa de energia aumente com o tempo e o custo do sistema FV decresça, 74% dos potenciais consumidores atuais terão adquiridos esta tecnologia nos próximos 18 anos. Garlet et al. (2019) avaliaram as barreiras para o crescimento da geração descentralizada FV no Brasil. Em um contexto social, os autores afirmam que a cultura do consumidor e a falta de conhecimento sobre a tecnologia FV são questões crucias para sua difusão no país.

Silva et al. (2020) avaliaram sistemas FV em edificações públicas brasileiras e mostraram que estes sistemas podem desempenhar um papel importante na redução de custos operacionais e maior estabilidade do sistema elétrico, fornecendo parte da demanda de carga

necessária. Em suas análises econômicas a variável que mais influenciou seus resultados foi a taxa mínima de atratividade do projeto.

Na literatura pesquisada, verificou-se que ainda não há no Brasil metodologias ou estudos de aplicação de sistemas de armazenamento para a realização de serviços de arbitragem de energia e aumento de autoconsumo FV em unidades consumidores comerciais ou industriais com geração FV e veículo elétrico.

2.4 LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA/UFSC

Para realizar os objetivos deste trabalho e consequentemente as contribuições propostas, será estudada a unidade consumidora (UC) do Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina, Laboratório Fotovoltaica/UFSC (FV/UFSC). A descrição do Laboratório é apresentada a seguir.

A UC está localizada na região norte de Florianópolis (48° W, 27º S). Segundo a classificação climática de *Köppen-Geiger*, a UC está situada em clima Cfa – Clima subtropical úmido, oceânico, sem estação seca, com verão quente (PEEL et al., 2007).

A Figura 6 apresenta uma vista aérea do Laboratório FV-UFSC. A edificação pertencente ao subgrupo A4 (13,8 kV) e à modalidade de contratação de energia elétrica horária verde, apresentando minigeração solar fotovoltaica de 105 kW.

Figura 6 – Vista aérea do Laboratório FV-UFSC.



A Tabela 4 apresenta a localização, tecnologia e a potência dos sistemas fotovoltaicos conectados à UC. A conexão de cada microgerador solar FV com as instalações

elétricas da edificação se dá por meio de disjuntores integrados aos quadros de distribuição (BT) das edificações e os inversores são descentralizados.

O Laboratório dispõe de tecnologias FV diferentes, pois tem como objetivo realizar atividades de pesquisa e extensão visando o estudo destes sistemas.

Tabela 4 - Sistemas fotovoltaicos no Laboratório FV-UFSC.

Localização	Tecnologia	Potência (kWp)
Estacionamento	CIGS	13,44
Bloco A	p-Si	66,15
Bloco B	a-Si/µc-Si	13,50
Eletroposto	CdTe	2,44
Sistemas FV em solo	a-Si/ p-Si/ µc-Si	10,00
	Total	**105,53**

Além das cargas elétricas constituídas basicamente por aparelhos de condicionamento de ar e refrigeração, tomadas de uso geral (utilizadas principalmente para alimentar microcomputadores) e sistemas de iluminação que utilizam lâmpadas de LED, a UC possui uma estação de carregamento para o ônibus elétrico (*e-Bus*), sua carga de valor mais elevado.

O ônibus elétrico realiza o transporte de estudantes, servidores e professores entre o campus Central da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), localizado na região central de Florianópolis, e o Laboratório Fotovoltaica/UFSC, localizado na região norte da capital. O percurso traçado pelo ônibus elétrico é mostrado na Figura 7. A capacidade de armazenamento das baterias do ônibus é de 128 kWh, com autonomia de 74 km. As baterias são carregadas através de um carregador com 75 kW de potência.

Figura 7 - Percurso do *e-Bus*.



Em cada viagem realizada (ida e retorno), o trajeto percorrido pelo ônibus elétrico entre o campus Central da UFSC e o Laboratório Fotovoltaica/UFSC situa-se em torno de 50 km e leva aproximadamente 1 hora. Tal trajeto, se realizado por transporte público local, levaria aproximadamente 2 horas e 20 min (ida e retorno) (Google Maps, 2019).

O ônibus elétrico é carregado cinco vezes ao dia, por um período de aproximadamente uma hora, nos seguintes horários: 08h00min; 10h30min; 13h00min; 16h00min e aproximadamente às 18h45min. Destes, quatro carregamentos são realizados no horário fora da ponta (FP) e um no horário de ponta (P). Eventuais atrasos nos horários de carregamento do ônibus podem ocorrer devido à intensidade do trânsito na cidade, principalmente no último horário. Nos finais de semana (sábados e domingos) e feriados no Fotovoltaica/UFSC não são desenvolvidas atividades expressivas e portanto, não há deslocamento do ônibus elétrico. Nos dias úteis, o Fotovoltaica/UFSC possui horário de funcionamento das 08h00min às 18h00min.

3 METODOLOGIA

3.1 INTRODUÇÃO

O objetivo desta tese é estabelecer uma metodologia para realizar a avaliação técnica e econômica da inserção de um sistema de armazenamento de energia em baterias (SAE), em uma unidade consumidora (UC) comercial ou industrial com geração FV e veículo elétrico, apresentando um estudo de caso de UC, pertencente ao Grupo A de fornecimento de tensão e com contratação de energia elétrica na modalidade tarifária horária verde.

Serão avaliados os serviços prestados por um SAE para arbitragem de energia e aumento da fração de autoconsumo da geração FV. Para isso, dentro do cenário brasileiro, vem sendo estudado um consumidor pertencente ao grupo A enquadrado na modalidade tarifa horária verde, pois nesta modalidade a diferença entre as tarifas por energia consumida em horário fora ponta (FP) e ponta (P) é grande, viabilizando o serviço de arbitragem de energia.

Por outro lado, consumidores enquadrados na modalidade horária azul apresentam diferenças grandes entre as tarifas de demanda FP e P, ideais para o estudo de serviços de redução do pico de demanda. Consumidores enquadrados na modalidade horária azul não fazem parte do escopo deste trabalho.

Pretende-se definir e avaliar a operação do SAE, avaliar os impactos proporcionados pelo SAE sobre as despesas com energia elétrica da UC, analisar a atratividade econômica destes sistemas e por fim, realizar uma análise de sensibilidade de diferentes variáveis técnicas e econômicas para avaliar se, e quando, estes sistemas atingiriam paridade tarifária no Brasil.

Para realizar estes objetivos foi escolhida a UC do Laboratório Fotovoltaica/UFSC. A UC pertence ao subgrupo A4 de tensão de fornecimento e contrata sua energia elétrica junto à distribuidora na modalidade tarifária horária verde.

A metodologia a ser apresentada poderá ser aplicada a qualquer UC comercial ou industrial do grupo A pertencente à modalidade de tarifação horária verde no Brasil.

Neste trabalho, são utilizados como dados de entrada os dados registrados pelo medidor bidirecional de energia elétrica (ELO2173, fabricante ELO Sistemas Eletrônicos S.A) localizado na fronteira entre o Laboratório Fotovoltaica/UFSC e a distribuidora local (Celesc), no período compreendido entre abril de 2017 e março de 2018. Tal equipamento possui medição bidirecional, memória de massa em 36 canais de registro, dispõe de um dispositivo de armazenamento que mantém os dados e o relógio interno em funcionamento

durante 33 dias, caso ocorra de falta de energia elétrica, e possui comunicação remota a partir de protocolos RS232 e Ethernet. A escolha de tal período é justificada pelo pleno funcionamento do Laboratório Fotovoltaica/UFSC, incluindo o ônibus elétrico e os geradores FV integrantes da UC.

Este trabalho define como potência ativa injetada, a média das potências ativas injetadas na rede elétrica pela geração fotovoltaica instalada em operação na UC, durante o intervalo de tempo especificado e como potência ativa medida injetada, a maior potência ativa injetada no sistema elétrico, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 minutos durante o período de faturamento, expressa em kW. Adicionalmente, adota para o horário de ponta (P) o período compreendido entre as 18h30min e 21h29min dos dias úteis da semana, conforme definição da distribuidora local (*www.celesc.com.br*).

A partir dos dados da demanda ativa e da potência ativa injetada na rede elétrica e dos dados da demanda reativa e da potência reativa injetada na rede elétrica, todos registrados pelo medidor de energia elétrica bidirecional em intervalos de 15 minutos, serão calculadas as energias elétricas ativas consumidas/injetadas na rede pela UC e as energias elétricas reativas trocadas entre a distribuidora e a UC, em intervalos de 15 minutos, através das Equações (2) e (3).

$$E_P = P * \frac{15}{60} \tag{2}$$

$$E_Q = Q * \frac{15}{60} \tag{3}$$

onde:

E_P = Energia ativa consumida/injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kWh;
P = Demanda ativa consumida/potência ativa injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, expressa em kW.
E_Q = Energia reativa trocada entre a distribuidora e a UC, em intervalos de 15 minutos, expressa em kvarh;
Q = Demanda reativa trocada entre a distribuidora e a UC, em intervalos de 15 minutos, expressa em kvar.

A energia elétrica ativa, consumida ou injetada na rede elétrica, no intervalo de tempo especificado (i), pode ser calculada como a soma das energias ativas num intervalo de tempo (k), integralizada no intervalo de tempo especificado conforme mostra as Equações (4) e (5).

$$E_{P\,(i)} = \sum_{k=1}^{n} E_{P\,(k)} \quad (4)$$

$$E_{Q\,(i)} = \sum_{k=1}^{n} E_{Q\,(k)} \quad (5)$$

onde:

$E_{P(i)}$ = Energia elétrica ativa consumida/injetada na rede em base de tempo i, expressa em kWh;
$E_{P(k)}$ = Energia elétrica ativa consumida/injetada na rede em base de tempo k, expressa em kWh;
$E_{Q(i)}$ = Energia elétrica reativa trocada entre a distribuidora e a UC, em base de tempo i, expressa em kvar;
$E_{Q(k)}$ = Energia elétrica reativa trocada entre a distribuidora e a UC, em base de tempo k, expressa em kvar;
n = Quantidade de intervalos de tempo k (15 minutos) integrantes no intervalo de tempo especificado i.

3.2 OPERAÇÃO DO SAE

Para realizar os objetivos propostos neste trabalho, a Tabela 5 apresenta as características do SAE a ser estudada na UC. O dimensionamento do SAE atendeu a requisitos comerciais e aos objetivos do P&D Estratégico ANEEL 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’’.

Tabela 5 - Dados do SAE.

Tecnologia	Íon-lítio
Capacidade de armazenamento nominal	150 kWh
Potência nominal (descarga/carregamento)	100 kW
Eficiência	>88%
Vida útil	>6000 ciclos @ 80% *DoD*
Estado de carga mínimo	20%

A estratégia do processo de carga e descarga do SAE será feita considerando que:

I) Os horários de funcionamento do ônibus elétrico não serão alterados em função de sua conveniência para o funcionamento de Laboratório Fotovoltaica/UFSC, ou seja, considera-se que a carga da UC não se modifique;

II) A carga do SAE visa o máximo aproveitamento da energia FV excedente injetada na rede da distribuidora pela UC, ocorrendo durante o horário FP;

III) A descarga do SAE visa a maior redução das despesas da UC com energia elétrica, devendo ocorrer durante o horário P;

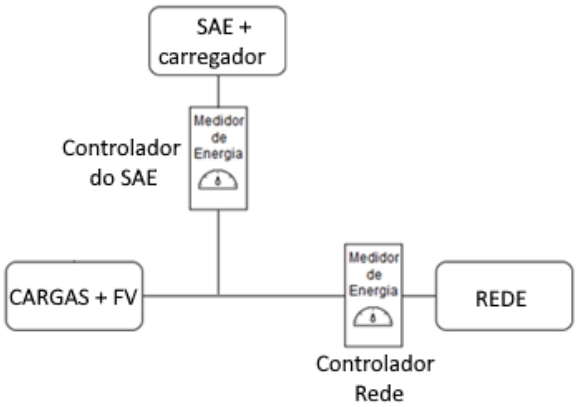
IV) Como a UC está permanentemente conectada à rede elétrica da distribuidora, em dias não úteis em que não haja atividades no Laboratório Fotovoltaica/UFSC, visando aumentar a vida útil do SAE (diminuindo sua frequência anual de cargas/descargas), não haverá o processo de carga/descarga do SAE.

V) Será considerado um estado de carga mínimo (*SoC*) para o SAE de 20% e uma profundidade de descarga (*DoD*) de 80% (Tabela 5).

A operação do SAE visa o autoconsumo instantâneo da geração FV, portanto, somente armazena a energia FV excedente. Para obter o máximo aproveitamento da energia FV excedente injetada pela UC na rede da distribuidora, o SAE deve ser diariamente carregado nos períodos em que há injeção de energia FV excedente na rede elétrica. Caso, não seja possível completar seu carregamento com a energia FV excedente, carregamento complementar deverá ser feito mediante o fornecimento de energia elétrica a partir da rede da distribuidora. Portanto, apenas a energia FV gerada que não puder ser consumida (autoconsumo imediato) ou armazenada (SAE) será injetada na rede elétrica.

A Figura 8 apresenta o diagrama esquemático dos controladores do SAE e da rede, propostos neste trabalho.

Figura 8 – Diagrama esquemático dos controladores do SAE e da rede.



O projeto do SAE (carregador e controladores da rede) não faz parte do escopo desta tese.

Para a operação adequada do SAE será definido o período para a realização de determinada tarefa, com data e hora de início e fim, o modo de operação tanto do medidor de rede como do medidor do SAE e seus respectivos valores de operação (potência e fator de potência). O Quadro 2 apresenta modos de operação dos controladores do medidor da rede e do controlador do SAE.

Quadro 2 - Modos de operação do SAE.

Controlador	**Modo de operação**	**Valores de operação**	
Medidor Rede	Injeção de energia na rede	Potência fixa ou Faixa de potência aceitável	Fator de potência
	Consumo de energia da rede		
Medidor SAE	Carga	Potência fixa ou Faixa de potência aceitável	Fator de potência
	Descarga		

O controlador que atua sobre o medidor de rede poderá permitir ou não injeção de energia FV excedente na rede e ainda poderá permitir ou não o consumo de energia da rede, ambos a uma potência fixa ou uma faixa de potência aceitável, com um determinado fator de potência (adequado à carga e respeitando os limites estabelecidos).

O controlador que atua sobre o medidor do SAE poderá permitir a carga ou a descarga do SAE, a uma potência fixa ou em uma faixa de potência aceitável, com um determinado fator de potência (adequado à carga e respeitando os limites estabelecidos).

Para cada instante *t*, a quantidade de energia disponível no SAE é dada pela Equação (6) e a quantidade de energia necessária para atingir a plena carga do SAE é mostrada na Equação (7).

$$E_{SAE.DIS}(t) = (SoC(t) - SoC_{mín})\ .\ E_{SAE.NOM} \tag{6}$$

$$E_{SAE.NEC}(t) = (DoD_{SAE}\ .\ E_{SAE.NOM}) - E_{SAE.DIS}(t) \tag{7}$$

onde:

$E_{SAE.DIS}(t)$ = Quantidade de energia disponível no SAE, no instante t, expresso em kWh;
$SoC(t)$ = Estado de carga do SAE, no instante t;
$SoC_{mín}$ = Estado de carga mínimo definido para o SAE;
$E_{SAE.NOM}$ = Capacidade de armazenamento nominal do SAE, expresso em kWh;
$E_{SAE.NEC}(t)$ = Quantidade de energia necessária para atingir a plena carga do SAE, expresso em kWh;
DoD_{SAE} = Profundidade de descarga definido para o SAE.

O tempo de resposta do SAE pode ser assumido como instantâneo, justificado pelo tempo de resposta de baterias de íon-lítio (na faixa de ms). Neste trabalho, o despacho de

energia do SAE foi modelado em intervalos de 15 min. Sua potência de carga/descarga poderá assumir quaisquer valores desde que não ultrapasse sua potência nominal (100 kW).

3.2.1 Estratégia do processo de carga do SAE

Os fluxos de energia elétrica entre gerador FV, SAE e rede elétrica são função de uma série de situações e contingências definidas e descritas a seguir, que determinam como se dá o processo de carga do SAE.

3.2.1.1 Carga do SAE pelo aproveitamento da energia FV excedente

Visando o máximo aproveitamento da energia FV excedente para carregamento do SAE, o Quadro 3 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Quadro 3 – Operação do SAE (energia FV excedente).

Período	**Controlador Medidor**	**Modo de operação**	**Valores de operação**
06h01min as 17h15min	Rede	Injeção	Potência Fixa = 0 kW FP = 1
	SAE	Carga	Faixa de potência (entre mínimo e máximo da potência ativa excedente injetada na rede elétrica <100 kW) FP=1

No período compreendido entre 06h00min e 17h15min, o controlador do medidor da rede trabalhará no modo de operação “Injeção” na potência fixa de 0 kW. Assim, durante este período não será injetada na rede elétrica potência FV excedente. Já o controlador do medidor do SAE operará no modo “Carga”, com valores de operação na faixa de potência entre o mínimo e o máximo da potência ativa excedente (respeitando a potência nominal do SAE), ou seja, neste período o SAE será carregado na potência igual à potência FV excedente. Ambos os controladores (SAE e rede) irão operar com um FP unitário.

No processo de carga do SAE, três situações poderão vir a ocorrer, conforme a seguir:

a) $\boldsymbol{E_{CARGAS}(t) > E_{FV}(t)}$**;**

Neste caso, a energia demandada pelas cargas da UC no instante *t* é maior do que a energia FV gerada, resultando em energia FV excedente nula. O SAE não é carregado e a diferença entre a energia demandada pelas cargas e a energia gerada é suprida pela rede elétrica.

A Equação (8) apresenta a quantidade de energia armazenada no SAE e a Equação (9), a energia fornecida pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.C}(t) = 0 \tag{8}$$

$$E_{REDE}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) \tag{9}$$

onde:

$E_{SAE.C}$(t) = Energia armazenada no SAE, no instante t, expressa em kWh;
E_{REDE}(t) = Energia fornecida pela rede, no instante t, expressa em kWh;
E_{CARGAS}(t) = Energia demandada pelas cargas da UC, expressa em kWh;
E_{FV}(t) = Energia FV gerada, expressa em kWh.

b) $\boldsymbol{E_{CARGAS}(t) < E_{FV}(t) \quad e \quad 20\% \leq SoC < 100\%}$**;**

Neste caso, a energia demandada pelas cargas da UC é menor do que a energia FV gerada, resultando em energia FV excedente. Como o SAE encontra-se abaixo de seu estado de carga máximo, o mesmo é carregado utilizando a energia FV excedente. As Equações (10) e (11) apresentam respectivamente, a quantidade de energia armazenada no SAE e a energia que circula pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.C}(t) = E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) \tag{10}$$

$$E_{REDE}(t) = 0 \tag{11}$$

Se a quantidade de energia FV excedente foi maior do que a necessária para carregar o SAE, conforme Equação (12), o SAE é carregado por completo (*SoC*(t) atinge 100%) e o restante é injetado na rede elétrica. A quantidade de energia armazenada no SAE e a energia FV excedente injetada na rede elétrica, no instante *t*, são descritas pelas Equações (13) e (14).

$$E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) \geq E_{SAE.NEC}(t) \tag{12}$$

$$E_{SAE.C}(t) = E_{SAE.NEC}(t) \tag{13}$$

$$E_{REDE}(t) = E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) - E_{SAE.NEC}(t) \quad (14)$$

c) $\boldsymbol{E_{CARGAS}(t) < E_{FV}(t)}$ ***e*** $\boldsymbol{SoC = 100\%}$**;**

Neste caso, a energia demandada pelas cargas da UC no instante *t* é menor do que a energia FV gerada, resultando em energia FV excedente. Porém o SAE encontra-se completamente carregado; então o SAE não é carregado e ocorre injeção de energia FV excedente na rede elétrica.

A Equação (8) apresenta a energia carregada no SAE e a Equação (15), a energia FV excedente injetada na rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{REDE}(t) = E_{FV}(t) - E_{CARGAS}(t) \quad (15)$$

3.2.1.2 Carga do SAE através de energia oriunda da rede elétrica

Após o período destinado para a carga do SAE via energia FV excedente e se o SAE ainda estiver com *SoC* (t) < 100%, será definido um novo período de carregamento através da energia proveniente da rede elétrica. O Quadro 4 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Quadro 4 – Operação do SAE (através da energia oriunda da rede elétrica).

Período	**Controlador Medidor**	**Modo de operação**	**Valores de operação**
17h16min as 18h30min	SAE	Carga	Potência Fixa = 100 kW FP = 1

Somente será acionado o controlador do medidor do SAE, no modo de operação "Carga", com valor de operação na potência fixa igual à potência nominal do SAE (100 kW) e com FP unitário. O período definido entre 17h16min e 18h30min (75 min) se justifica por ser imediatamente anterior ao horário P e com duração suficiente para carregar o SAE na sua potência nominal. Durante este período duas situações poderão vir a ocorrer, conforme a seguir:

a) $\boldsymbol{SoC(t) < 100\%}$**;**

Neste caso, o estado de carga do SAE está abaixo de sua capacidade máxima e o mesmo será carregado através da energia proveniente da rede elétrica. A Equação (16)

apresenta a quantidade de energia carregada no SAE e a Equação (17), da energia proporcionada pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.C}(t) = E_{SAE.NEC}(t) \tag{16}$$

$$E_{REDE}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) + E_{SAE.NEC}(t) \tag{17}$$

b) $\boldsymbol{SoC(t) = 100\%}$**;**

Neste caso, o estado de carga do SAE está em sua capacidade máxima, fazendo com que o mesmo não seja carregado. As Equações (8) e (9) apresentam a quantidade de energia carregada no SAE e a energia fornecida pela rede elétrica, no instante *t*.

3.2.2 Estratégia do processo de descarga do SAE

Para maximizar a redução de despesas com energia elétrica da UC e serviços de arbitragem de energia, a descarga do SAE ocorrerá no horário P. Será utilizada uma estratégia para as primeiras duas horas e outra para a última hora do horário P, conforme descrito a seguir.

3.2.2.1 Estratégia de descarga do SAE nas primeiras duas horas do horário P

Na primeiras duas horas do horário P a operação do SAE é definida visando abater o consumo da UC. O Quadro 5 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Quadro 5 – Operação do SAE (Objetivo: abater o consumo da UC).

Período	Controlador Medidor	Modo de operação	Valores de operação
18h31min as 20h30min	Rede	Consumo	Potência Fixa = 0 kW FP = 1
	SAE	Descarga	Faixa de potência (entre mínimo e máximo da potencia demandada) FP=1

No período compreendido entre as 18h31min e 20h30min, o controlador do medidor da rede trabalhará no modo de operação “Consumo” na potência fixa de 0 kW. Assim, durante

este período não será consumida energia da rede elétrica. Já o controlador do medidor do SAE operará no modo "Descarga", nos valores de operação na faixa de potência entre o mínimo e o máximo da potência ativa demandada pela UC (respeitando a potência nominal do SAE), ou seja, neste período o SAE fornecerá energia para a UC. Ambos irão operar com um FP unitário. Durante este período duas situações poderão vir a ocorrer, conforme descrito a seguir:

a) $\boldsymbol{SoC(t) > 20\%}$**;**

Neste caso, o estado de carga do SAE é maior que o mínimo estabelecido (Tabela 5), e o mesmo é descarregado. A Equação (18) apresenta a quantidade de energia descarregada pelo SAE e a Equação (11) a energia que circula pela rede elétrica, no instante *t*.

$$E_{SAE.D}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) \quad (18)$$

onde:

$E_{SAE.D}(t)$ = Energia descarregada pelo SAE, no instante t, expresso em kWh.

b) $\boldsymbol{SoC(t) = 20\%}$**;**

Neste caso, o estado de carga do SAE é igual ao mínimo permitido e portanto, não há descarga do SAE. As cargas da UC passam a ser atendidas pela rede elétrica. A Equação (19) apresenta a quantidade de energia descarregada pelo SAE e a Equação (9) a energia fornecida pela rede, no instante *t*.

$$E_{SAE.D}(t) = 0 \quad (19)$$

3.2.2.2 Estratégia de descarga do SAE na última hora do horário P

Durante a última hora do horário P a operação do SAE é definida visando descarregar toda sua energia restante na rede da distribuidora. O Quadro 6 apresenta o período e os respectivos modos e valores de operação dos controladores do SAE e da rede.

Quadro 6 – Operação do SAE (Objetivo: descarregar toda energia restante na rede da distribuidora).

Período	**Controlador Medidor**	**Modo de operação**	**Valores de operação**
20h31min as 21h30min	SAE	Descarga	Potência Fixa = 100 kW FP = 1

No período compreendido entre 20h31min e 21h30min, o controlador do medidor do SAE trabalhará no modo de operação “Descarga” na potência fixa igual à potência nominal do mesmo (100 kW), com um FP unitário. Durante este período duas situações poderão vir a ocorrer:

a) $\boldsymbol{SoC(t) > 20\%}$**;**

Neste caso, o estado de carga do SAE é maior que o mínimo permitido e ocorre sua descarga. A Equação (20) apresenta a quantidade de energia descarregada pelo SAE e a Equação (21), da energia vista pela rede, no instante *t*. Neste caso poderá ocorrer injeção de energia descarregada pelo SAE na rede elétrica.

$$E_{SAE.D}(t) = E_{SAE.DIS}(t) \tag{20}$$

$$E_{REDE}(t) = E_{CARGAS}(t) - E_{FV}(t) - E_{SAE.DIS}(t) \tag{21}$$

b) $\boldsymbol{SoC(t) = 20\%}$**;**

Neste caso, o estado de carga do SAE é igual ao mínimo permitido e o mesmo não é descarregado. A energia descarregada pelo SAE e a energia fornecida pela rede são apresentadas nas Equações (19) e (9), respectivamente.

3.2.3 Diagramas das estratégias de carga e descarga

A Figura 9 e a Figura 10 apresentam respectivamente, os diagramas esquemáticos simplificados das estratégias de carga e descarga do SAE.

Figura 9 – Diagrama esquemático simplificado da estratégia de carga do SAE.

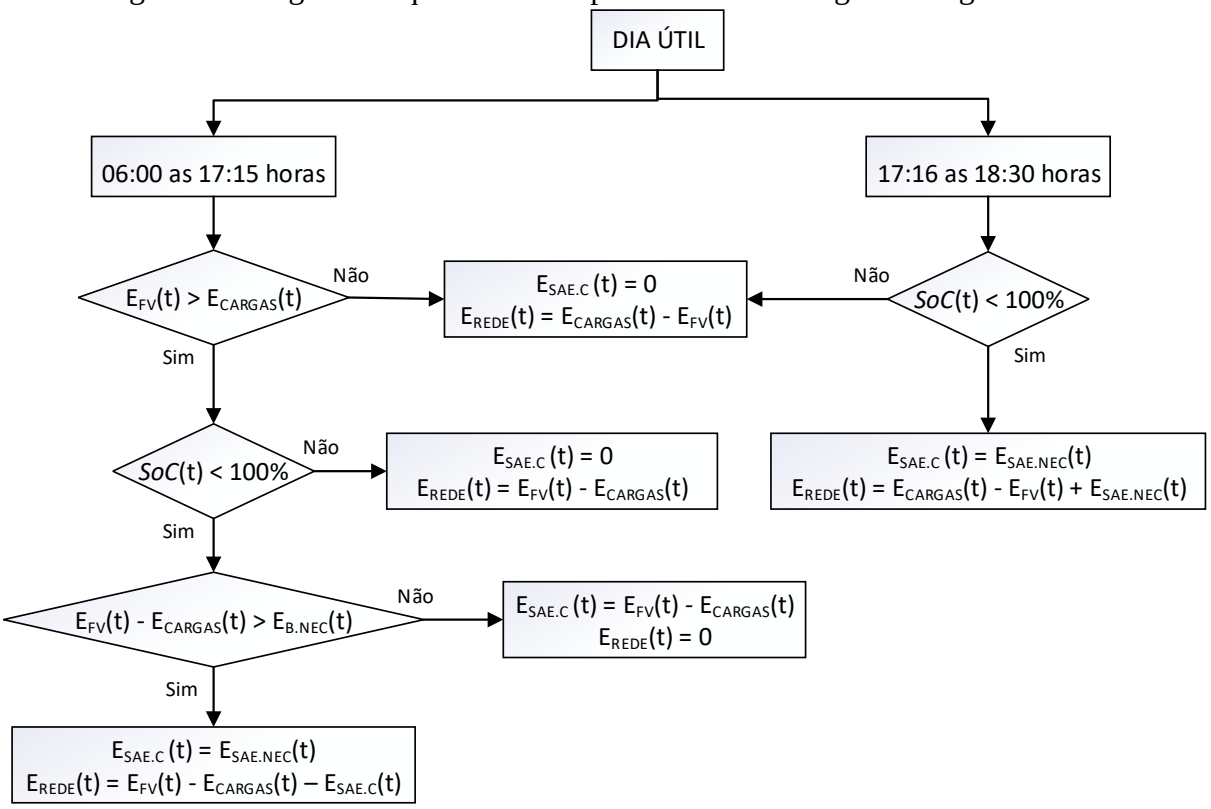
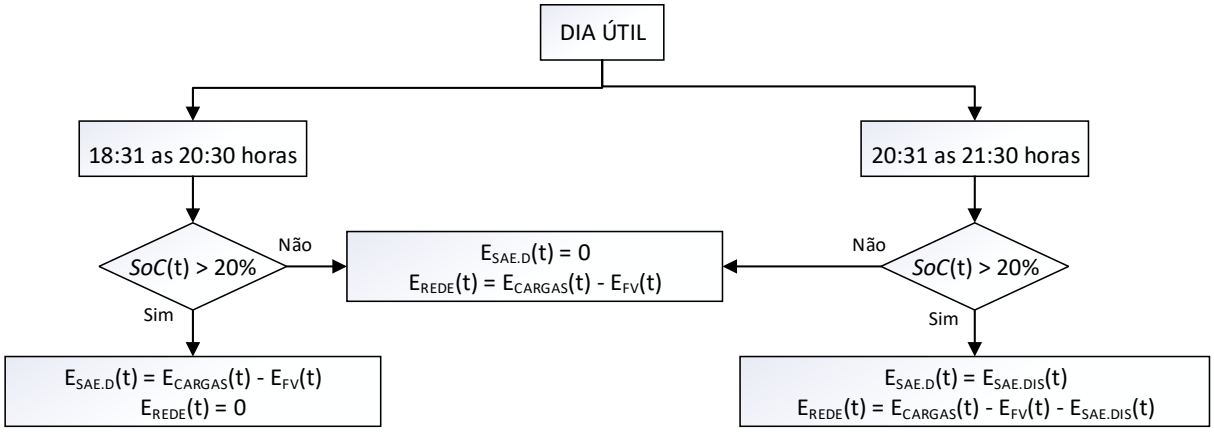


Figura 10 – Diagrama esquemático simplificado da estratégia de descarga do SAE.



3.2.4 Perdas por degradação

Para não superestimar resultados, este trabalho levará em consideração perdas por degradação do SAE. Será utilizado o modelo apresentado por Yoshida et al. (2016), por ser previamente validado e por considerar tanto o estado de carga mínimo (*SoC*) como a profundidade de descarga (*DoD*).

3.3 ANÁLISE TARIFÁRIA DE ENERGIA, DEMANDA E COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NO CENÁRIO BRASILEIRO

A implementação da operação do SAE na UC resultará em novos perfis de demanda de potência, consumo de energia, energia excedente injetada na rede elétrica, fator de potência e ciclo de compensação dos créditos de energia. Para avaliar adequadamente os impactos proporcionados pelo SAE, será necessário calcular as novas despesas com energia e demanda.

A estratégia de operação do SAE foi realizada visando a maior redução de despesas com energia elétrica da UC. Porém, esta operação afetará as demandas máximas da UC, visto que o SAE poderá ser carregado pela rede elétrica na sua potência nominal em certas situações. Visando a menor despesa possível com demanda será simulado novo cenário de contratação de demanda.

3.3.1 Tarifas aplicadas

A Tabela 6 apresenta, para a distribuidora local (Celesc) e para período analisado da UC, as tarifas de aplicação de energia (FP e P) e de demanda para o subgrupo A4 (sem impostos) na tarifa horária verde (ANEEL, 2016a e 2017b). Para a UC avaliada neste estudo, a Celesc tem um ciclo de faturamento que inicia usualmente no dia 25 de cada mês.

Tabela 6 - Tarifas para a modalidade horária verde - subgrupo A4 (sem impostos).

Período de vigência	**Energia (R$/kWh)**				**Demanda (R$/kW)**
	Fora Ponta (FP)		**Ponta (P)**		
	TE	**TUSD**	**TE**	**TUSD**	
16/08/16 a 14/08/17	0,24405	0,05721	0,37463	0,66768	9,09
15/08/17 a 12/08/18	0,26468	0,04600	0,40981	0,74648	12,65

Fonte: ANEEL (2016a e 2017b).

Caso dentro do ciclo de faturamento da UC ocorra reajuste tarifário, a Equação (22) apresenta a tarifa proporcional a ser aplicada no mês na qual ocorreu o reajuste conforme a REN nº 414/2010 (ANEEL, 2010).

$$Tarifa_{proporcional} = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_i . P_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i} \quad (22)$$

onde:

TP = Tarifa proporcional a ser aplicada;

$T_{(i)}$ = Tarifa em vigor durante o período de faturamento;

$P_{(i)}$ = Número de dias em que esteve em vigor a tarifa durante o período de faturamento;
i = Período de faturamento.

A Tabela 7 apresenta em valores percentuais, as alíquotas referentes aos impostos PIS, COFINS e ICMS homologados pela Celesc no período analisado (https://celesc.com.br/).

Tabela 7 – Valores percentuais das alíquotas de impostos.

Ano	**2017**									**2018**		
Mês	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar
PIS	0,83	0,75	0,62	0,48	0,64	0,91	1,15	1,01	0,83	0,67	0,83	0,95
COFINS	3,83	3,48	2,85	2,21	2,95	4,20	5,32	4,65	3,84	3,08	3,82	4,38
ICMS	25											

Fonte: https://celesc.com.br/.

A Equação (23) apresenta o valor a ser faturado pela Celesc, considerando impostos (ANEEL, 2016).

$$Tarifa_{faturada} = \frac{Tarifa\ homologada\ ANEEL}{[100-(alíquota\ PIS+alíquota\ CONFINS+alíquota\ ICMS)]/100} \quad (23)$$

3.3.2 Cobrança de energia reativa excedente

Este trabalho adota para o fator de potência a mesma definição da Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 (Art. 2º) (ANEEL, 2010). A Equação (24) apresenta o FP, no intervalo de tempo especificado.

$$FP_i = \frac{{E_p2}_{(i)}}{\sqrt{{E_p2}_{(i)}+{E_Q2}_{(i)}}} \quad (24)$$

onde:

$FP_{(i)}$ = Fator de potência, no período especificado i, expressa em R$/kWh;
$E_{P(i)}$ = Energia elétrica ativa no período especificado i, expressa em kWh;
$E_{Q(i)}$ = Energia elétrica reativa no período especificado i, expressa em kvar;

Os valores correspondentes à energia reativa excedente são apurados conforme a Equação (25) e a respectiva despesa é obtida através da Equação (26), a partir da REN 414/2010 (ANEEL, 2010).

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n} \left[E_{P\,T} \cdot \left(\frac{FP_R}{FP_T} - 1 \right) \right] \quad (25)$$

$$D_{RE} = E_{RE} \cdot VR_{RE} \quad (26)$$

onde:

E_{RE} = Valor da energia reativa excedente à quantidade permitida em um ciclo de faturamento, expressa em kWh;
$E_{P(T)}$ = Montante de energia ativa medida no período especificado T de 1 hora, durante um ciclo de faturamento, expressa em kWh;
FP_R = Fator de potência de referência = 0,92;
FP_T = Fator de potência da UC calculado no período especificado T de 1 hora, durante um ciclo de faturamento;
D_{RE} = Despesa correspondente ao faturamento de energia reativa excedente, expressa em R$;
VR_{RE} = Valor de referência equivalente a TE aplicável ao subgrupo B1 na modalidade convencional, com impostos, expresso em R$/kWh.

Para o período analisado, os valores de VR_{RE} são apresentados na Tabela 8. Novamente, no ciclo de faturamento da ocorrência do reajuste tarifário será aplicada a Equação (22) e para calcular a tarifa com impostos será aplicada a Equação (23) com as alíquotas de impostos apresentados na Tabela 7.

Tabela 8 - Tarifas para o subgrupo B1 (sem impostos).

Período de vigência	**TE (R$/kWh)**
16/08/16 a 14/08/17	0,25493
15/08/17 a 12/08/18	0,27678

Fonte: ANEEL (2016a e 2017b).

3.3.3 Compensação da energia excedente injetada na rede elétrica

O ciclo de compensação de energia da UC Laboratório Fotovoltaica/UFSC no que diz respeito à inserção da geração FV distribuída atende as prescrições das Resoluções Normativas nº 482/2012 da ANEEL, especificamente o Art. 7º e seus incisos I, IV, IX, XI e XII (ANEEL, 2012).

Para a UC e para o período de faturamento (mensal), a energia elétrica compensada (kWh) no posto tarifário i, e os novos créditos no posto tarifário i podem ser calculados através da Equação (27). A energia excedente injetada na rede elétrica é compensada primeiramente no posto tarifário na qual foi gerada. Caso a energia excedente injetada acrescentada dos créditos remanescentes do período de faturamento anterior seja maior do que

a energia consumida, obtém-se um valor diferente de zero de créditos novos criados no respectivo período de faturamento, conforme mostra a Equação (28).

$$C_{(i)} = \begin{cases} Cons_{(i)} & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} \geq Cons_{(i)} \\ Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} < Cons_{(i)} \end{cases} \quad (27)$$

$$Créd_{(i)}^{i} = \begin{cases} Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} - Cons_{(i)} & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} > Cons_{(i)} \\ 0 & se: Inj_{(i)} + Créd_{(i)}^{i-1} \leq Cons_{(i)} \end{cases} \quad (28)$$

onde:

$C_{(i)}$ = Energia elétrica compensada em posto tarifário i, no período faturado, expressa em kWh;
$Cons_{(i)}$ = Energia elétrica consumida em posto tarifário i, no período faturado, expressa em kWh;
$Inj_{(i)}$ = Energia elétrica injetada na rede em posto tarifário i, no período faturado, expressa em kWh;
$Créd_{(i)}^{i-1}$ = Créditos remanescentes do período faturado anterior em posto tarifário i, expressa em kWh;
$Créd_{(i)}^{i}$ = Créditos novos em posto tarifário i, no período faturado, expressa em kWh;
i = Posto tarifário FP ou P.

A tarifa de compensação a ser aplicada aos créditos de energia é calculada utilizando a TE, TUSD e alíquotas de impostos homologadas pela distribuidora local da unidade consumidora comercial a ser estudada, sendo apresentada pela Equação (29).

$$TC_i = \frac{TE_i}{[100 - (alíquota\ PIS + alíquota\ CONFINS + alíquota\ ICMS)]/100} + \frac{TUSD_i}{[100 - (alíquota\ PIS + alíquota\ CONFINS)]/100} \quad (29)$$

onde:

$TC_{(i)}$ = Tarifa de compensação, no período faturado, expressa em R$/kWh;
$TE_{(i)}$ = Tarifa de Energia homologada pela ANEEL, no período faturado, expressa em R$/kWh;
$TUSD_{(i)}$ = Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição homologada pela ANEEL, no período faturado, expressa em R$/kWh;
i = Posto tarifário FP ou P.

A Equação (30) apresenta o custo referente à energia compensada no período de faturamento, resultando em um valor negativo.

$$Custo_{(i)} = C_{(i)} * TC_{(i)} \quad (30)$$

onde:

$Custo_{(i)}$ = Custo referente à energia compensada, no período faturado, expresso em - R$;
$C_{(i)}$ = Energia elétrica compensada em posto tarifário i, no período faturado, expressa em kWh;
i = Posto tarifário FP ou P.

Os créditos novos descritos pela Equação (28) podem ser utilizados para a compensação no outro posto tarifário (q), necessitando de uma conversão, conforme apresentado na Equação (31).

$$Créd^{i}_{(q)} = Créd^{i}_{(i)} * FA = Créd^{i}_{(i)} * \frac{TE_{(i)}}{TE_{(q)}} \quad (31)$$

onde:

$Créd^{i}_{(q)}$ = Créditos novos em posto tarifário q, expressa em kWh;
$Créd^{i}_{(i)}$ = Créditos novos em posto tarifário i, expressa em kWh;
FA = Fator de ajuste tarifário;
$TE_{(i)}$ = Tarifa de energia, homologada sem impostos, em posto tarifário i, expressa em R$/kWh;
$TE_{(q)}$ = Tarifa de energia, homologada sem impostos, em posto tarifário q, expressa em R$/kWh;
i = Posto tarifário FP ou P;
q = Posto tarifário contrário de i.

Após a aplicação do fator de ajuste tarifário do posto "i" para o posto "q", a compensação no posto tarifário "q" segue as prescrições das Equações (27), (28) e (31) e ao final do ciclo de compensação a Equação (31) é aplicada novamente, com o fator de ajuste inverso, criando os créditos remanescentes para o próximo período a ser faturado.

3.3.4 Contratação da demanda

Este trabalho adota para demanda e demanda medida as mesmas definições da Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 (Art. 2º) (ANEEL, 2010).

A partir da operação do SAE perfis da demanda medida são levantados e através do critério de minimização da despesa anual com demanda e do atendimento às prescrições das atuais normas vigentes da ANEEL (ANEEL, 2010), busca-se definir, através de simulações, a melhor forma de contratação da demanda, com a definição dos possíveis conjuntos de valores de demanda a contratar e seus respectivos períodos de contratação.

Nas simulações, a metodologia usada determinou que o conjunto dos possíveis valores da demanda a contratar anual varia da mínima possível de ser contratada (igual a potência FV instalada na UC (ANEEL, 2012)) até 120% da demanda máxima registrada, em intervalos de 2% da respectiva demanda média medida conforme a Equação (32).

$$D_k^c = [D_{LI}^c, \dots, D_{LS}^c] \quad \begin{cases} D_{LI}^c = P_{FV} \\ D_{LS}^c = (1{,}2) \cdot D_{i,max}^m \\ \Delta D^c = (0{,}02) \cdot D_{i,med}^m \end{cases} \tag{32}$$

$$\text{Condições ANEEL:} \quad \begin{cases} D_{LI}^c \geq 30 \\ D_{k+1}^c < D_k^c : somente\ uma\ vez \end{cases}$$

Objetivo: Otimizar D_k^c

onde:

D^c_{LI} = Limite inferior da demanda contratada, expressa em kW;
P_{FV} = Potência fotovoltaica instalada na UC, expressa em kW;
D^c_{LS} = Limite superior da demanda contratada, expressa em kW;
$D_i{}^m{}_{max}$ = Demanda máxima medida, no período i, expressa em kW;
$D_i{}^m{}_{med}$ = Demanda média medida, no período i, expressa em kW;
D^c_k = Possíveis valores de demanda contratada para o período de faturamento k, integrante do período i, expressa em kW.

A Equação (33) apresenta a demanda a ser faturada pela distribuidora.

$$DF_k = \begin{cases} D_k^m \ ; \ se\ D_k^m > D_k^c \\ D_k^c \ \ ; \ se\ D_k^m < D_k^c \end{cases} \tag{33}$$

onde:

DF_k = Demanda faturada (ponta ou fora ponta), expresso em kW;
$D_k{}^m$ = Demanda medida no período de faturamento k, expresso em kW;
D^c_k = Demanda contratada para o período de faturamento k, expresso em kW.

Nos meses onde os montantes de demanda de potência ativa medidos excederem em mais de 5% dos valores da demanda contratada serão adicionados ao faturamento a cobrança por ultrapassagem conforme a Equação (34) (ANEEL, 2010).

$$DU_k = \begin{cases} [2 \cdot (D_k^m - D_k^c) \cdot TD_k] \ ; \ se\ D_k^m > (1{,}05) D_k^c \\ 0 \qquad\qquad\qquad\qquad ; \ se\ D_k^m \leq (1{,}05) D_k^c \end{cases} \tag{34}$$

onde:

DU_k = Demanda de ultrapassagem, expresso em R$;
TD_k = Tarifa de demanda de potência (subgrupo A4) para o período de faturamento k, expresso em R$/kW.

Para cada cenário simulado serão calculadas as despesas anuais com demanda (despesas com demanda + despesas com ultrapassagem de demanda). O valor da demanda a contratar junto à distribuidora é aquele que resulta em menor despesa anual com demanda e que atenda às prescrições da REN 414/2010 (ANEEL, 2010).

Os cenários analisados levarão em consideração quatro formas de contratação de demanda, descritas a seguir:

Demanda única: Se aplica, normalmente, à UCs com pouca ou nenhuma variação da demanda medida ao longo do período analisado;

Dois patamares de contratação: Normalmente aplicada para UC com variação sazonal de demanda. Contratação de dois valores de demanda ao longo do ano, um para o período de maiores demandas e outro para o período de menores demandas;

Três patamares de contratação: Contratação que modela com mais precisão a curva de carga da UC, resultando em três valores de demanda a contratar (através de aditivos contratuais) ao longo do ano.

3.3.5 Valor final a ser faturado

Após o cálculo das tarifas aplicadas de energia, excedente reativo, demanda e de compensação da energia excedente injetada na rede elétrica da distribuidora, torna-se necessário calcular os valores totais faturados ao consumidor comercial. As Equações (35) a (37) apresentam, as respectivas despesas anuais (12 ciclos de faturamento) com energia e demanda da UC e os valores anuais a serem faturados, para a modalidade horária verde.

$$X_D^V = \sum_{i=1}^{12} [(DF_k . TD_k) + DU_k] \quad (35)$$

$$X_E^V = \sum_{i=1}^{12} (CE_k^{FP} . TE_k^{FP} - C_k^{FP} . TC_k^{FP}) + (CE_k^P . TE_k^P - C_k^P . TC_k^P) + \left(E_{RE_k} . VR_{RE_k}\right) \quad (36)$$

$$VF^V = X_D^V + X_E^V \quad (37)$$

onde:

X^V_D = Custo com demanda na modalidade horária verde, expresso em R$;
DF_k = Demanda faturada no período de faturamento i, expresso em kW;
TD_k = Tarifa de demanda, no período de faturamento i, expresso em R$/kW;
DU_k = Demanda ultrapassada no período de faturamento i, expresso em R$;
DF_k = Demanda faturado no período de faturamento i, expresso em kW;
X^V_E = Custo com energia na modalidade horária verde, expresso em R$;
CE_k^{FP} = Consumo de energia FP, no período de faturamento i, expresso em kWh;
CE_k^P = Consumo de energia P, no período i, expresso em kWh;
TE_k^{FP} = Tarifa de energia FP, no período de faturamento i, expresso em R$/kWh;
TE_k^P = Tarifa de energia P, no período de faturamento i, expresso em R$/kWh;
C_k^{FP} = Energia compensada FP, no período de faturamento i, expressa em kWh;
C_k^P = Energia compensada P, no período de faturamento i, expressa em kWh;
TC_k^{FP} = Tarifa de compensação FP,no período de faturamento i,expressa em R$/kWh;
TC_k^P = Tarifa de compensação P, no período de faturamento i, expressa em R$/kWh;
E_{RE} = Valor correspondente à energia reativa excedente a quantidade permitida no período de faturamento i, expressa em kWh;
VR_{RE} = Valor de referência equivalente a TE aplicável ao subgrupo B1 na modalidade convencional, expresso em R$/kWh.
VF^V = Valor anual faturado, modalidade horária verde, expresso em R$.

3.4 ATRATIVIDADE ECONÔMICA

Com o objetivo de avaliar adequadamente os impactos econômicos da inserção do SAE na UC, será realizada a análise das despesas anuais das variáveis cabíveis a faturamento da UC para os cenários com e sem o SAE.

Para determinar a atratividade econômica de um investimento, certos indicadores devem ser avaliados. Neste estudo, os indicadores econômicos utilizados serão o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), o custo nivelado de armazenamento (LCOS, da sigla em inglês para *Levelized Cost of Storage*) e o 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. A Equação (38) apresenta o cálculo do VP para um ano i.

$$VP(i) = -I + \sum_{i=0}^{n} \frac{(R_i - C_i)}{(1 + TMA)^i} \tag{38}$$

onde:

VP(i) = Valor presente, expresso em R$;
R_i = Receita proveniente do ano i, expresso em R$;

C_i = Custo proveniente do ano i, expresso em R$;
TMA = Taxa mínima de atratividade;
i = Período;
I = Investimento inicial.

O Valor presente líquido (VPL) é o VP no final do período de análise, conforme apresenta na Equação (39).

$$VPL = VP(n) \tag{39}$$

onde:

VPL = Valor presente líquido, expresso em R$;
VP(n) = Valor presente no ano n, expresso em R$.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa faz com que os retornos dos investimentos trazidos a valor presente sejam iguais ao valor investido, ou seja, VPL = 0. A Equação (40) apresenta o cálculo da TIR.

$$0 = -I + \sum_{i=0}^{n} \frac{(R_i - C_i)}{(1 + TIR)^i} \tag{40}$$

onde:

R_i = Receita proveniente do ano i, expresso em R$;
C_i = Custo proveniente do ano i, expresso em R$;
TIR = Taxa interna de retorno;
i = Período;
I = Investimento inicial.

O custo nivelado de produção de energia (LCOE), apresentado na Equação (41) é o custo por unidade de energia elétrica, calculado em termos do custo inicial, dos custos da fonte primária empregada (quando aplicado) e dos custos de operação e manutenção. Esta variável é importante para verificar a questão de paridade tarifária.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{n} \left[\frac{I_i + O\&M_i}{(1 + TMA)^i} \right]}{\sum_{i=1}^{n} \left[\frac{E_i}{(1 + TMA)^i} \right]} \tag{41}$$

onde:

LCOE = Custo nivelado de produção de energia, expresso em R$/kWh;
$I_{(i)}$ = Valor investido no ano i, expresso em R$;
$O\&M_{(i)}$ = Despesas com operação e manutenção no ano i, expressas em R$;

$E_{(i)}$ = Geração de energia elétrica no ano i, expressa em kWh;
TMA = Taxa mínima de atratividade;
n = Vida útil do sistema.

O custo nivelado de armazenamento (LCOS) estipula a que tarifa média deveria ser descarregada a energia armazenado no SAE a fim de zerar os custos do sistema ao longo de sua vida útil. Existem diferentes métodos para calcular este indicador; neste estudo será utilizado o método descrito por Jülch et al. (2015), apresentado pela Equação (42).

$$LCOS = \frac{\sum_{n=1}^{T}\left[\frac{I_{SAE} + O\&M_n}{(1+TMA)^n}\right]}{\sum_{n=1}^{T}\left[\frac{SAEc\ (n)}{(1+TMA)^n}\right]} \quad (42)$$

onde:
LCOS = Custo nivelado de armazenamento, expresso em R$/kWh;
I_{SAE} = Custo inicial do SAE, expresso em R$;
O&M (n) = Custo de operação e manutenção do SAE por ciclo, expresso em R$;
SAEc (n) = Capacidade de armazenamento do SAE por ciclo (considerando a degradação), expresso em kWh;
TMA = Taxa mínima de atratividade;
n = Número de ciclos;
T = Número total de ciclos.

Para avaliação da atratividade econômica serão levantados dados iniciais como valores de custos de sistema FV (presentes e de cenários futuros), custos do SAE (presentes e de cenários futuros) e despesas com operação e manutenção de ambos.

Para fins de análise durante a vida útil do SAE, será considerado:

- Taxa de aumento mensal das tarifas de energia, a ser definida;
- Taxa mínima de atratividade, a ser definida;
- Variação da tarifa de compensação de energia, a ser definida;
- Carga da UC não sofre alterações;
- Perdas anuais da geração FV na UC, a ser definida;
- Degradação do SAE, a ser definido.

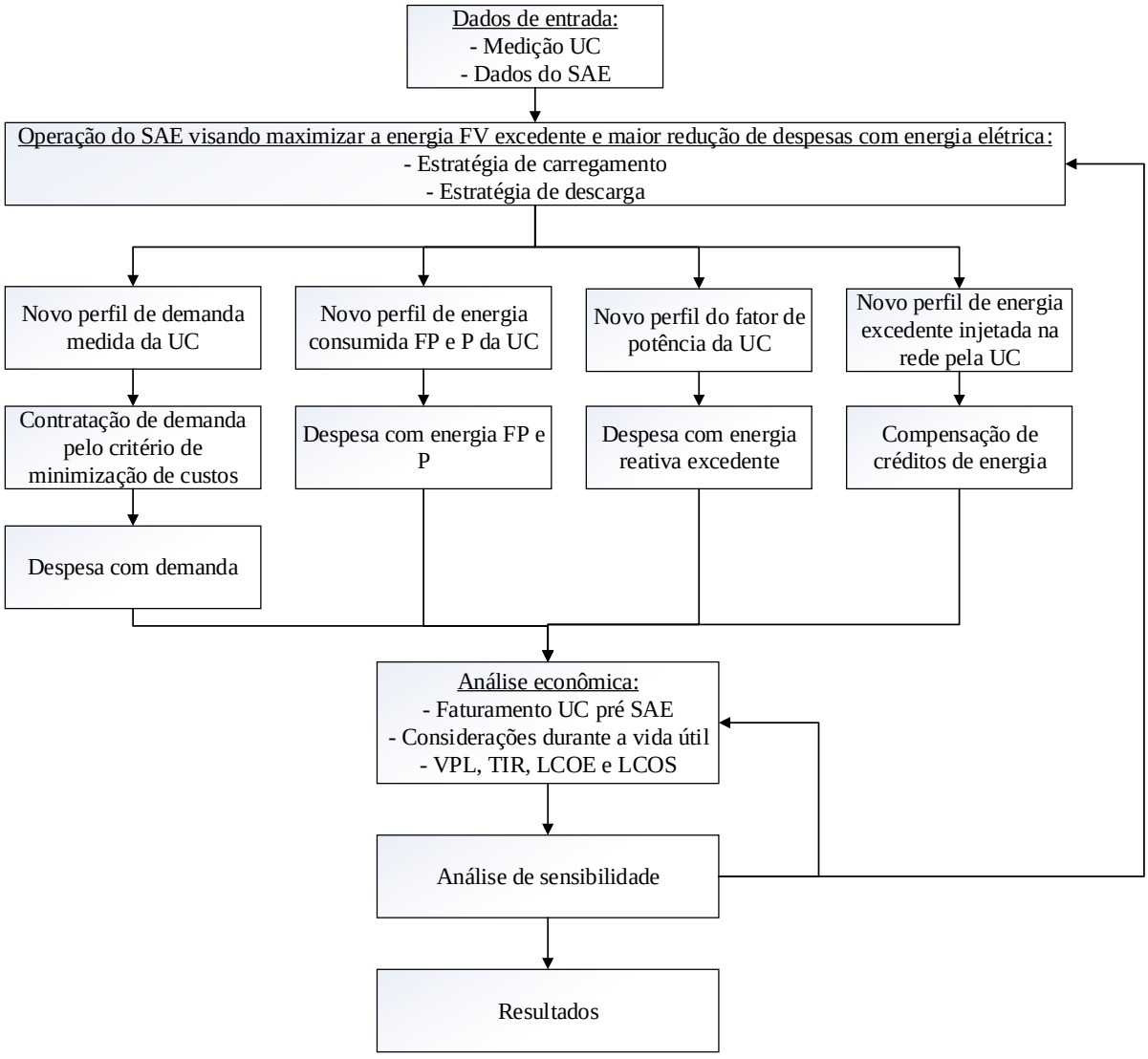
Por fim, será realizada uma análise de sensibilidade de variáveis técnicas e econômicas, verificando como as mudanças em seus valores impactam a atratividade do sistema, visando paridade tarifária. Serão avaliadas as seguintes variáveis:

- *SoC* e *DoD*;
- Custo inicial do SAE;
- Tarifa de energia FP e P;
- Tarifa de compensação da energia injetada na rede elétrica;
- Taxa mínima de atratividade.

3.5 DIAGRAMA DO MÉTODO PROPOSTO

A Figura 11 apresenta o diagrama simplificado de aplicação do método proposto.

Figura 11 – Diagrama simplificado do método.



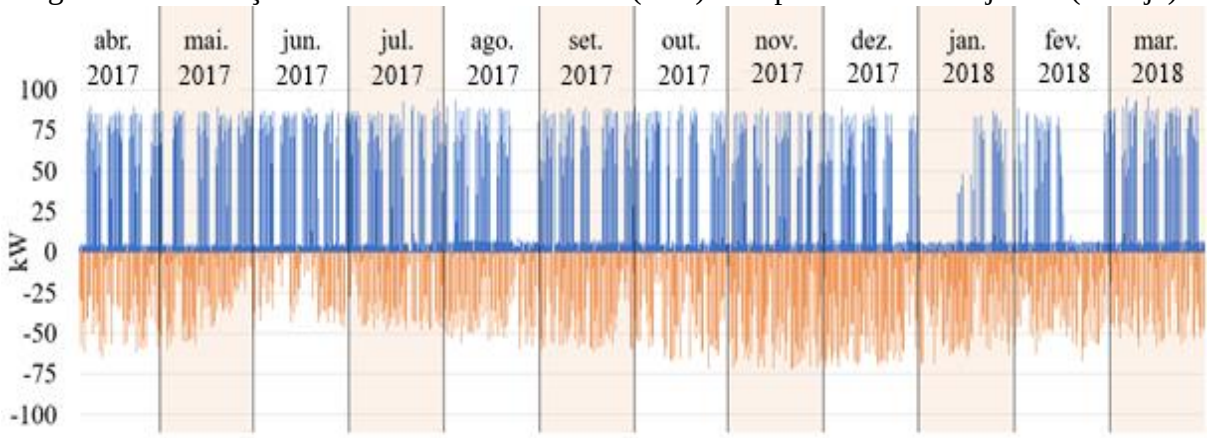
4 RESULTADOS PRELIMINARES

4.1 ANÁLISE PRELIMINAR DA UC LABORATÓRIO FOTOVOLTAICA/UFSC

4.1.1 Dados medidos na UC

A Figura 12 apresenta, para o período analisado, a evolução mensal da demanda ativa e da potência ativa injetada na rede elétrica da distribuidora, em intervalos de 15 minutos.

Figura 12 - Evolução mensal da demanda ativa (azul) e da potência ativa injetada (laranja).

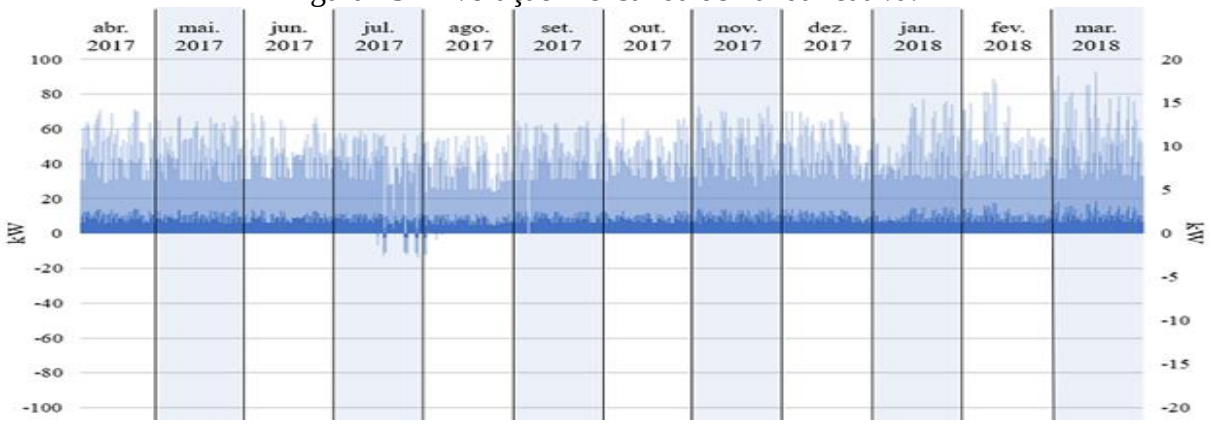


No período analisado, observa-se que as demandas ativas variam entre 83,86 kW (fevereiro de 2018) e 94,94 kW (março de 2018) e as potências ativas injetadas na rede elétrica variam entre 46,90 kW (junho de 2017) e 72,53 kW (novembro de 2017). Nota-se que a demanda ativa não sofre grandes alterações ao longo dos meses (Δmáx=11,08 kW) diferentemente da potência ativa injetada na rede elétrica (Δmáx=25,63 kW) que é impactada pela sazonalidade da disponibilidade solar em Florianópolis.

A Figura 13 apresenta, para as escalas de 100 kW e 25 kW, a evolução mensal da demanda reativa, em intervalos de 15 minutos.

A demanda reativa da UC consiste majoritariamente da demanda de potência reativa solicitada à distribuidora para magnetizar o transformador de entrada que possui uma capacidade nominal de 225 kVA.

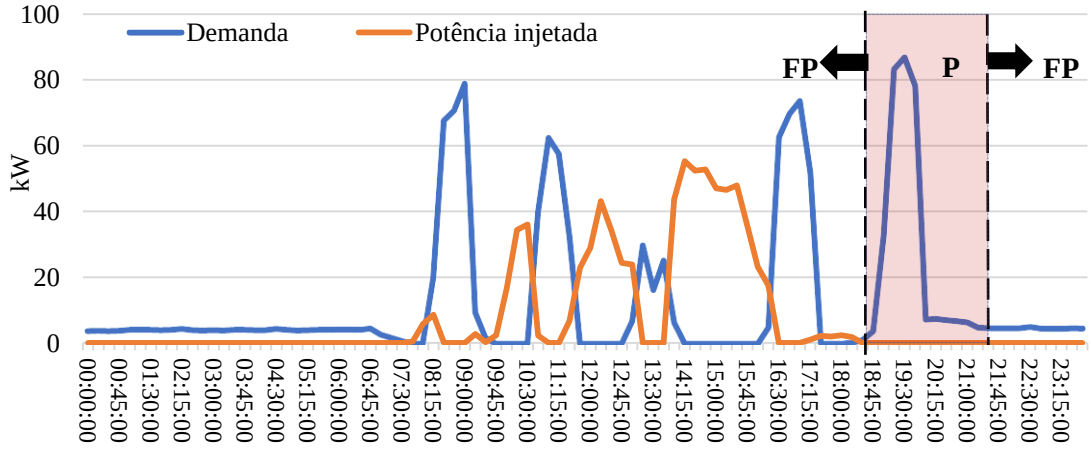
Figura 13 - Evolução mensal da demanda reativa.



4.1.1.1 Análise de dias úteis

A Figura 14 apresenta, como exemplo de um dia útil (26/10/2017) de céu parcialmente encoberto por nuvens esparsas, a evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica pela UC, em intervalos de 15 minutos.

Figura 14 – Evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica – dia útil.



Observa-se que a UC apresentou cinco picos de demanda ativa correspondentes aos cinco períodos de carregamento do ônibus elétrico (*e-Bus*), dos quais quatro ocorreram no horário FP e um no horário P. Observa-se ainda que no período em que ocorreu geração FV e quando o ônibus elétrico foi alimentado (carga elevada) houve um fluxo de energia elétrica oriundo da distribuidora para UC. Entretanto, no período em que ocorre a geração FV e quando o *eBus* não esteve carregando, existiu um fluxo de energia elétrica da UC para a distribuidora, e, portanto, houve exportação de geração FV da UC para a rede elétrica.

Verifica-se que o ônibus elétrico representa a maior carga elétrica da UC. Neste dia, a maior demanda ativa registrada da UC foi de 86,88 kW e ocorreu no horário P. Observa-se

ainda, que o primeiro e último carregamento do ônibus elétrico apresentaram elevada demanda de potência ativa oriunda da rede.

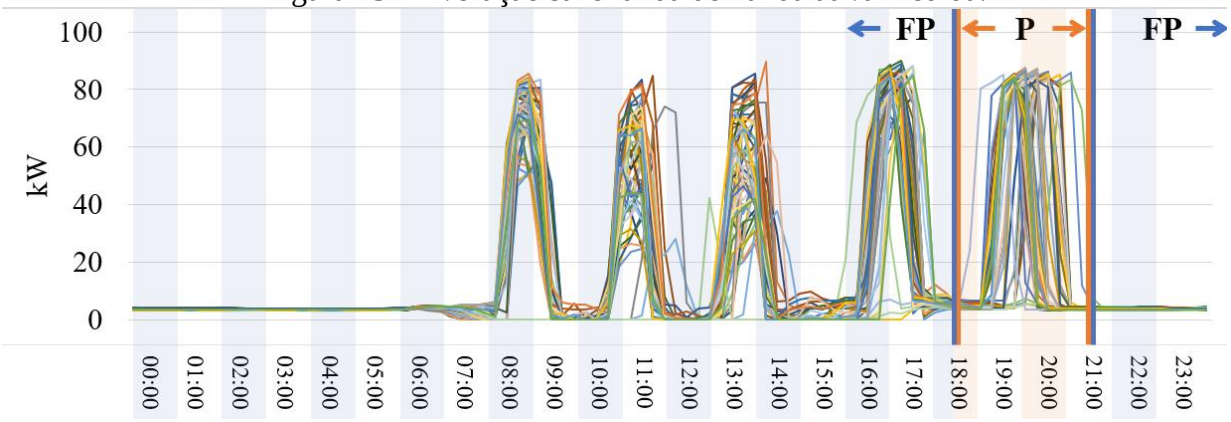
Visando compreender melhor o comportamento da variável demanda ativa, a Figura 15 apresenta para os dias úteis e para períodos correspondentes às estações do ano (outono, inverno, primavera e verão), a evolução das demandas ativas, em intervalos de 15 minutos, tanto para o horário P como para o horário FP.

Para representar o outono foi definido período compreendido pelos meses de abril, maio e junho (25 de março de 2017 a 24 de junho de 2017), o inverno foi representado pelos meses de julho, agosto e setembro (25 de junho de 2017 a 24 de setembro de 2017), a primavera pelos meses de outubro, novembro e dezembro (25 de setembro de 2017 a 24 de dezembro de 2017) e o verão pelos meses de janeiro, fevereiro e março (25 de dezembro de 2018 a 24 de março de 2018). O ciclo de faturamento da distribuidora local se inicia usualmente no dia 25 de cada mês.

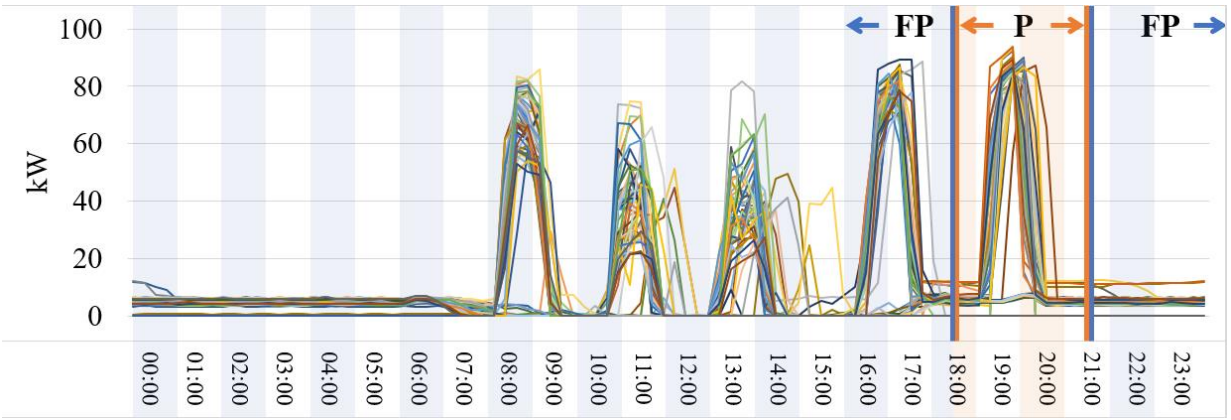
Observa-se que nos períodos analisados, os maiores valores registrados de demanda ativa ocorreram nos períodos de carregamento do *e-Bus*, devido ao seu elevado consumo de energia elétrica. Em todo período analisado, observa-se maior variabilidade no período de carregamento do *e-Bus* no horário P. Observa-se ainda que, principalmente no verão, houve grande variabilidade no horário do carregamento do *e-Bus*.

Durante o outono a maior demanda ativa registrada foi de 90,10 kW (FP). No inverno e na primavera, foram respectivamente de 93,65 kW (P) e de 90,24 kW (P). No verão, em janeiro e fevereiro de 2018 (meses de férias escolares) o *e-Bus* não cumpriu cronograma padrão de viagens. Neste período, pode-se observar que a maior demanda ativa registrada foi de 94,94 kW (FP).

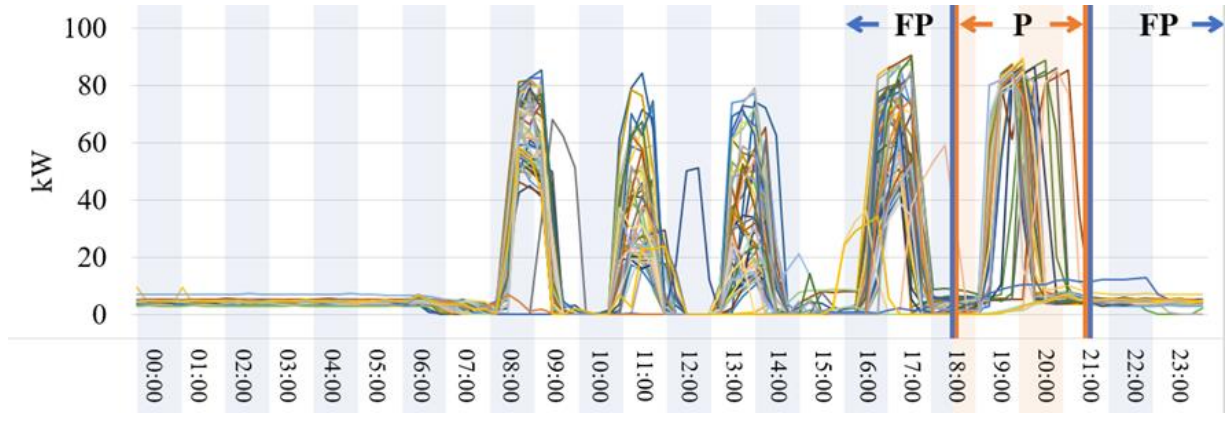
Figura 15 – Evolução sazonal da demanda ativa medida.



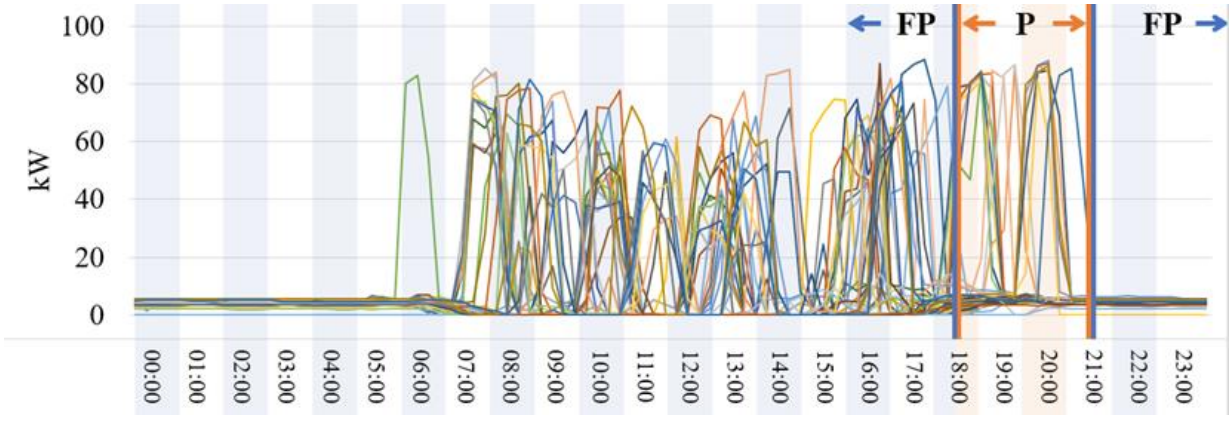
Outono



Inverno



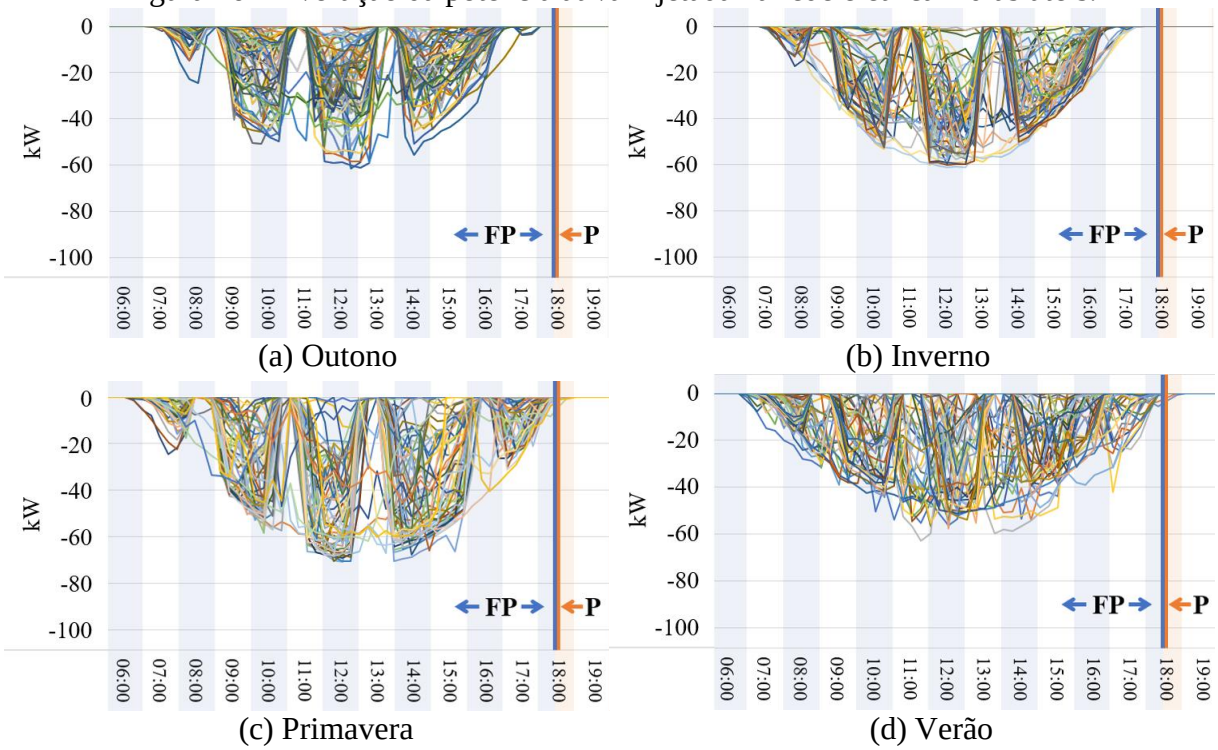
Primavera



Verão

A Figura 16 apresenta para os dias úteis e para os períodos representativos das estações do ano, a evolução da potência ativa injetada na rede elétrica, em intervalos de 15 minutos, no período compreendido entre 06h00min e 19h00min (horário de sol).

Figura 16 – Evolução da potência ativa injetada na rede elétrica – dias úteis.



(a) Outono (b) Inverno

(c) Primavera (d) Verão

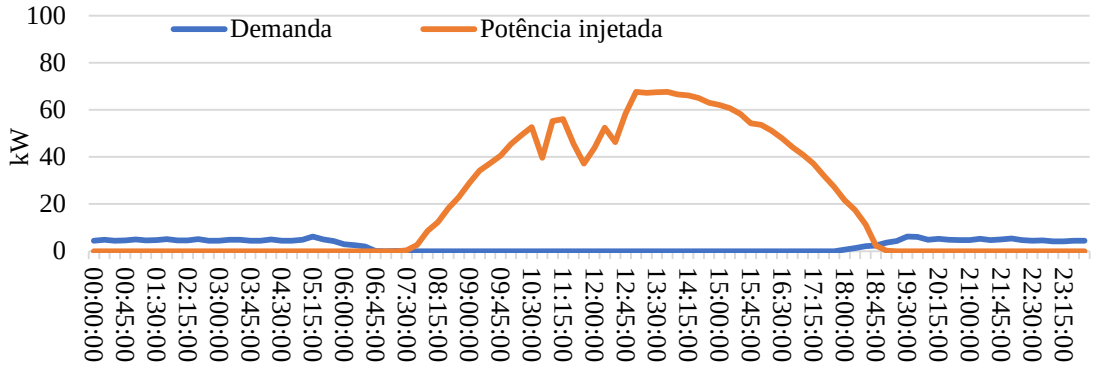
Nota-se que o maior valor registrado da potência ativa injetada na rede elétrica ocorreu na primavera. Na primavera foi possível observar claramente os quatro períodos de carregamento do *e-Bus*, pois houve injeção de energia FV excedente entre o último horário de carregamento (FP) e o último carregamento (P) do *e-Bus*. No período representativo do verão não foi possível observar claramente os intervalos de carregamento do *e-Bus* devido às férias escolares em janeiro e o gradual retorno às atividades do laboratório no mês de fevereiro.

No decorrer do ano ocorreram dias úteis em que por motivos diversos (*e.g.* revisão programada do veículo, testes/implementação de instrumentação, etc.) não houve carregamento do *e-Bus*. Neste caso, foram observadas injeções contínuas de potência fotovoltaica na rede elétrica. Os maiores valores registrados de potência ativa injetada na rede elétrica, em dias úteis, foram de 64,9 kW (outono), 61,1 kW (inverno), 71,8 kW (primavera) e 69,1 kW (verão).

4.1.1.2 Análise de dias não úteis

A Figura 17 apresenta como exemplo de um dia não útil (16/12/2017) de céu praticamente limpo, a evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica pela UC, em intervalos de 15 minutos.

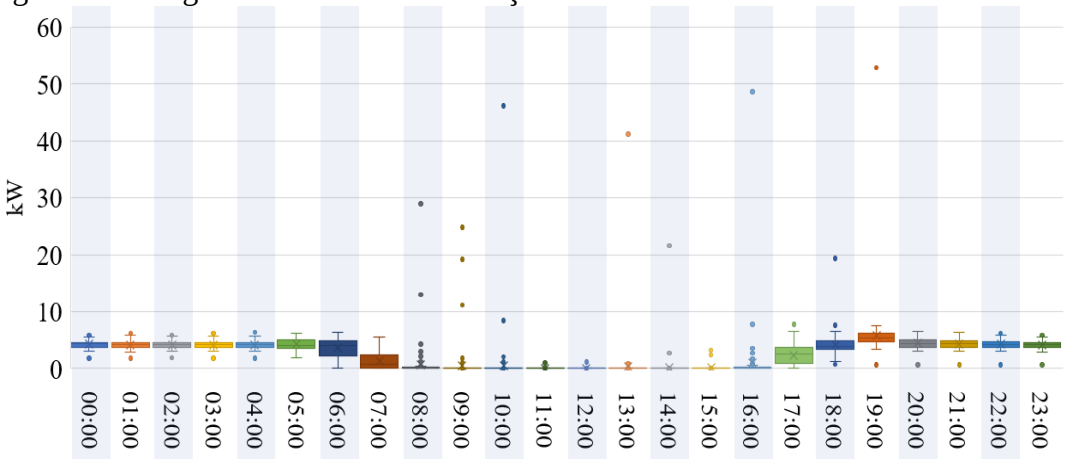
Figura 17 – Evolução da demanda ativa, da potência ativa injetada na rede elétrica – dia não útil.



Verifica-se que nos feriados e dias não úteis, praticamente toda a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos é injetada na rede elétrica.

A Figura 18 apresenta, em diagrama de caixas, a evolução horária da demanda ativa em dias não úteis no período de 25/03/2017 a 24/03/2018, totalizando 365 dias.

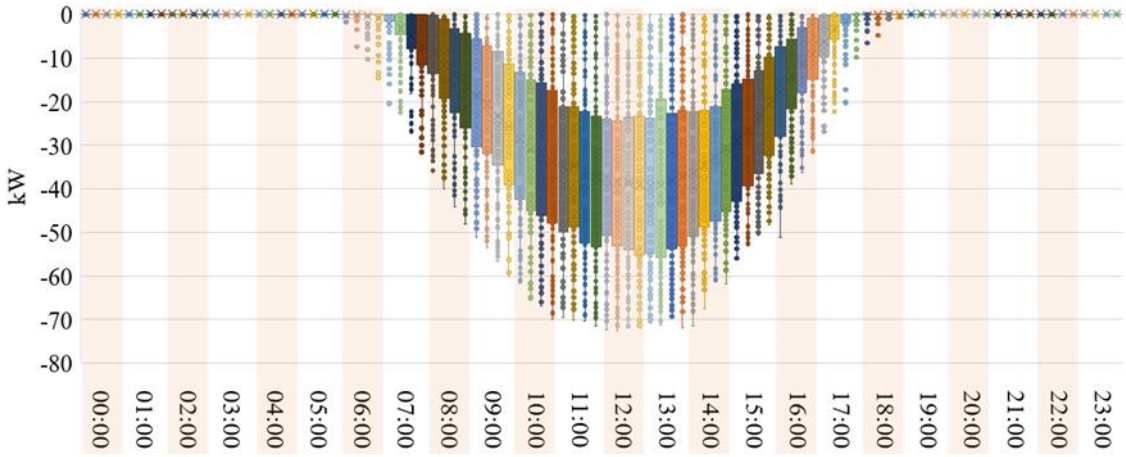
Figura 18 - Diagrama de caixas da evolução horária da demanda ativa - dias não úteis



Observam-se valores nulos da demanda ativa no intervalo de disponibilidade solar compreendido entre 08h00min e 16h00min (excluídas as raras exceções em que ocorreu o carregamento do *e-Bus* em dias não úteis para eventuais eventos no FV-UFSC) devido à exportação da energia excedente para a rede elétrica. Nas demais horas do dia, a UC apresenta demandas ativas com valores muito baixos devido ao seu baixo consumo de energia elétrica.

Para o período analisado, a Figura 19 apresenta em forma de diagrama de caixas, a evolução da potência ativa injetada na rede elétrica em dias não úteis, em intervalos de 15 minutos, no período de 25/03/2017 a 24/03/2018, totalizando 365 dias.

Figura 19 – Evolução da potência ativa injetada na rede elétrica - dias não úteis.



Verifica-se que a UC apresenta uma grande variabilidade no que diz respeito à geração solar fotovoltaica. O maior registro de potência ativa injetada na rede elétrica (72,5 kW) foi verificada às 12h15min (11/11/17), sendo equivalente a 69% da potência de pico instalada (105 kW). Observa-se que não há nenhum valor de potência ativa injetada na rede elétrica das 19h00min às 06h00min. Das 06h00min às 06h45min observam-se alguns pontos discrepantes da potência ativa injetada na rede elétrica e a partir das 06h45min mais de 50% dos dados são diferentes de zero.

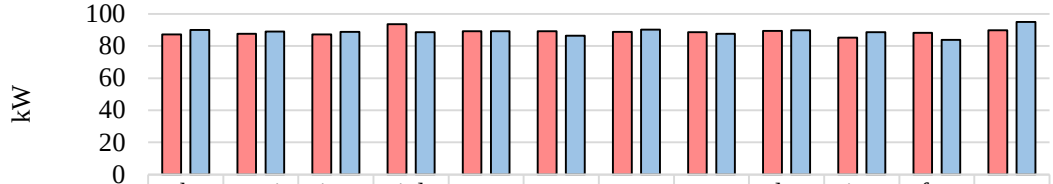
4.1.1.3 Análise das variáveis por ciclo de faturamento

Pela definição da ANEEL adotada neste trabalho, a demanda ativa medida e a potência ativa medida injetada na rede elétrica representam o maior valor registrado da respectiva variável em um determinado ciclo de faturamento.

Para o período analisado e para a UC, a Figura 20 apresenta, para cada ciclo de faturamento mensal, a evolução das demandas ativas medidas no horário P e FP.

Nos ciclos de faturamento dentro do período analisado, a UC apresentou no horário P, demanda ativa medida variando entre 85,30 kW (janeiro de 2018) e 93,65 kW (julho de 2017) e no horário FP variando entre 83,86 kW (fevereiro de 2018) e 94,94 kW (março de 2018).

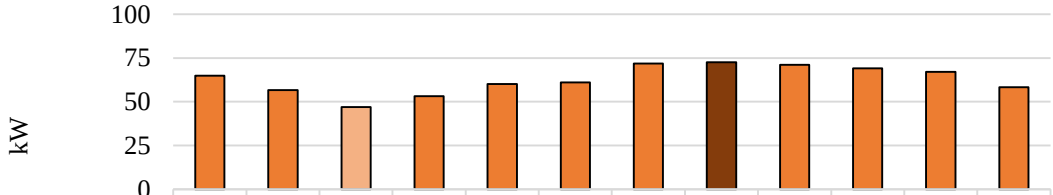
Figura 20 – Evolução mensal das demandas ativas medidas P e FP.



	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017	nov 2017	dez 2017	jan 2018	fev 2018	mar 2018
Demanda medida P	87.17	87.60	87.17	93.65	89.18	89.18	88.85	88.75	89.42	85.30	88.32	89.95
Demanda medida FP	90.10	89.09	88.90	88.75	89.23	86.45	90.24	87.74	89.81	88.70	83.86	94.94

A Figura 21 apresenta, para cada ciclo de faturamento mensal, a evolução da potência ativa medida injetada na rede elétrica no horário FP.

Figura 21 - Evolução mensal da potência ativa medida injetada na rede elétrica - FP.



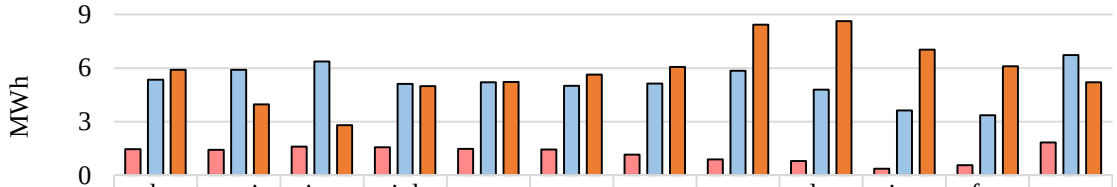
	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017	nov 2017	dez 2017	jan 2018	fev 2018	mar 2018
Potência injetada medida	64.9	56.7	46.9	53.1	60.1	61.1	71.9	72.5	71.1	69.1	67.1	58.2

A menor potência ativa medida injetada (pela UC) na rede elétrica da distribuidora ocorreu em junho de 2017 (46,9 kW) e a maior ocorreu em novembro de 2017 (72,5 kW).

A demanda ativa medida não sofreu grandes alterações ao longo dos meses ($\Delta máx^{FP}$=11,08 kW; $\Delta máx^{P}$=8,35 kW) diferentemente da potência ativa medida injetada na rede elétrica ($\Delta máx^{INJ}$=25,63 kW).

Para a UC e para o período analisado, a Figura 22 apresenta as energias ativas consumidas (P e FP) e a energia ativa excedente entregue à distribuidora de energia elétrica no período FP.

Figura 22 – Evolução mensal das energias ativas consumidas (P e FP), da energia ativa excedente injetada na rede elétrica (FP).



	abr 2017	mai 2017	jun 2017	jul 2017	ago 2017	set 2017	out 2017	nov 2017	dez 2017	jan 2018	fev 2018	mar 2018
Consumo P	1.46	1.42	1.60	1.56	1.48	1.44	1.16	0.88	0.79	0.36	0.56	1.83
Consumo FP	5.35	5.91	6.36	5.11	5.21	5.01	5.14	5.85	4.80	3.63	3.35	6.72
Injeção FP	5.91	3.96	2.81	5.00	5.22	5.64	6.06	8.44	8.63	7.03	6.10	5.20

No período analisado, a energia ativa anual consumida pela UC foi de aproximadamente 77 MWh, dos quais 14,6 MWh foram consumidos no horário P e 62,4 MWh consumidos no horário FP. A energia ativa excedente injetada na rede da distribuidora no horário FP foi de aproximadamente 70 MWh. No período analisado, a energia ativa excedente injetada anualmente na rede elétrica da distribuidora correspondeu a aproximadamente 91% de toda a energia consumida (P+FP) da rede elétrica pela UC Fotovoltaica/UFSC.

Para o período analisado, a Tabela 9 apresenta o ciclo de compensação de energia da UC. Os fatores de ajuste tarifários de compensação de energia FP para P e de energia P para FP foram de aproximadamente 0,65 e 1,54, respectivamente.

Tabela 9 – Ciclo de compensação de energia, em kWh, da UC FV-UFSC.

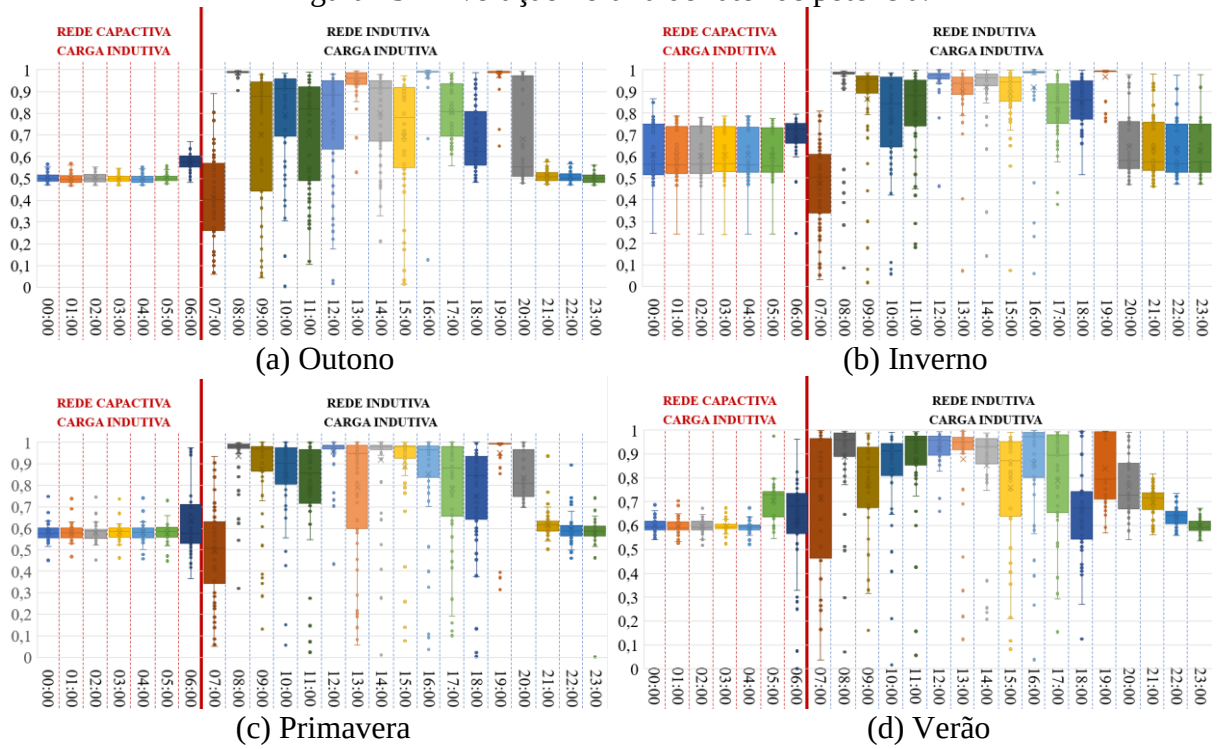
Ano	Mês	Consumo	Injeção	Créditos Anteriores	Compensado	Créditos Novos	Créditos	Consumo	Compensado	Crédito Final
		FP	FP	FP	FP	FP	P	P	P	FP
	Abr	5348	5909	4189	5348	4750	3094	1465	1465	2501
	Mai	5910	3960	2501	5910	551	359	1435	359	0
	Jun	6363	2810	0	2810	0	0	1598	0	0
	Jul	5107	4996	0	4996	0	0	1563	0	0
2017	Ago	5206	5216	0	5206	10	6	1485	6	0
	Set	5013	5640	0	5013	627	405	1440	405	0
	Out	5137	6062	0	5137	925	597	1164	597	0
	Nov	5848	8436	0	5848	2588	1671	880	880	1225
	Dez	4797	8635	1225	4797	5063	3270	793	793	3836
	Jan	3631	7031	3836	3631	7236	4673	364	364	6672
2018	Fev	3353	6096	6672	3353	9415	6081	560	560	8548
	Mar	6721	5200	8548	6721	7027	4538	1833	1833	4189

Para avaliar adequadamente o ciclo de compensação da UC no período analisado, o valor dos créditos remanescentes no posto tarifário FP após o ciclo de compensação (março de 2018) foi utilizado como valor dos créditos anteriores no posto tarifário FP (abril de 2017), devido à falta de informação destes dados nas faturas de energia elétrica da UC.

Observa-se que nos meses de junho e julho a energia ativa excedente entregue à distribuidora de energia elétrica no horário FP não foi suficiente para gerar créditos no horário P. Observa-se ainda que, nos meses compreendidos entre maio e outubro não houve geração final de créditos FP a serem acumulados nos próximos meses como créditos FP anteriores.

Para o período analisado, a Figura 23 apresenta na forma de diagrama de caixas, a evolução horária do fator de potência (FP) da UC para os períodos representativos das quatro estações do ano.

Figura 23 – Evolução horária do fator de potência.



(a) Outono (b) Inverno

(c) Primavera (d) Verão

Para o período analisado, observa-se que entre 00h00min e 07h00min, o laboratório Fotovoltaica/UFSC apresenta baixo fator de potência indutivo; porém neste período não é faturado excedente de reativo para FP indutivo menor do que 0,92 (ANEEL, 2010). Portanto, a UC, embora com baixo fator de potência indutivo, não sofre cobrança de energia reativa indutiva excedente.

Nos períodos de carregamento do *e-Bus* observa-se alto fator de potência indutivo (maior do que 0,92) com baixa variabilidade. Quando há injeção de energia ativa excedente na rede da concessionaria observa-se maior variabilidade nos valores de fator de potência da UC. Quanto maior for a injeção da energia ativa excedente na rede maior será o fator de potência da UC. No período compreendido entre 20h00min e 00h00min, a UC apresenta baixo fator de potência indutivo (menor do que 0,92), o que ocasiona, por parte da distribuidora, a cobrança de adicional devido à energia reativa excedente.

4.2 ANÁLISE PRELIMINAR DA OPERAÇÃO DO SAE

A análise preliminar da operação do sistema de armazenamento, ou seja, as análises das estratégias de carga e de descarga foram realizadas de forma a avaliar a operação do SAE durante o primeiro ano de operação. Nesta etapa preliminar não foram consideradas as perdas por degradação e as perdas do carregador do SAE.

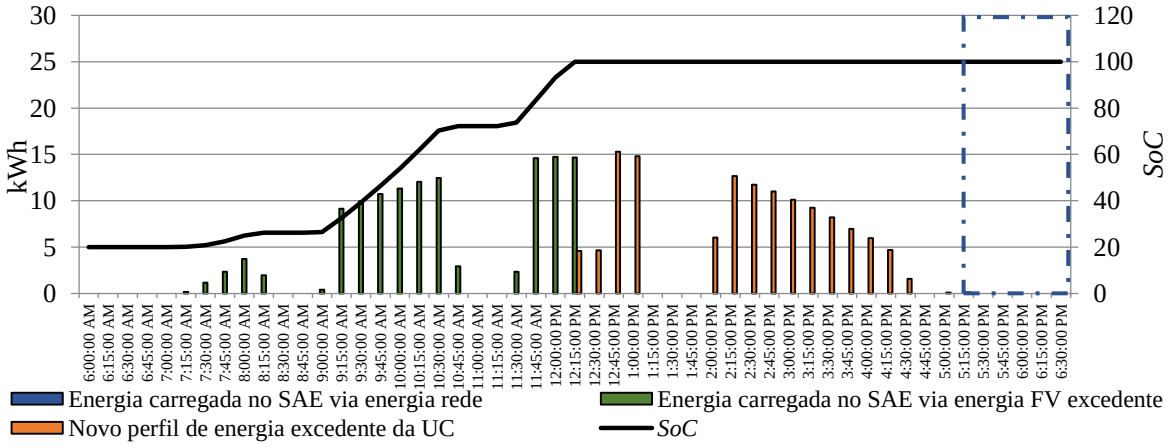
4.2.1 Análise de operação diária

Foram escolhidos dois dias para que possa ser observada a variabilidade do último horário de carregamento do *e-Bus*.

A Figura 24**Erro! Fonte de referência não encontrada.** e a Figura 25 apresentam exemplos de operação de carregamento do SAE para os dias 12 de abril e 22 de junho de 2017 (dias úteis), mostrando o carregamento através da energia FV excedente que seria injetada na rede elétrica e, se necessário, o complemento do carregamento através do fornecimento de energia pela rede elétrica, o novo perfil de energia excedente injetada na rede elétrica pela UC (pós SAE) e o estado de carga (*SoC*) do SAE.

Observa-se que o período compreendido entre 06h01min e 17h15min é utilizado para carregar o SAE com a energia excedente que seria injetada na rede pela UC e o período compreendido entre 17h16min às 18h30min é utilizado para complementar o carregamento do SAE com energia proveniente da rede elétrica, caso necessário, para que o SAE entre no horário P completamente carregado e possa assim ter seu uso otimizado no fornecimento de energia para a UC (ou até mesmo para a rede elétrica) durante o horário P.

Figura 24 – Carregamento do SAE (12/04/2017).

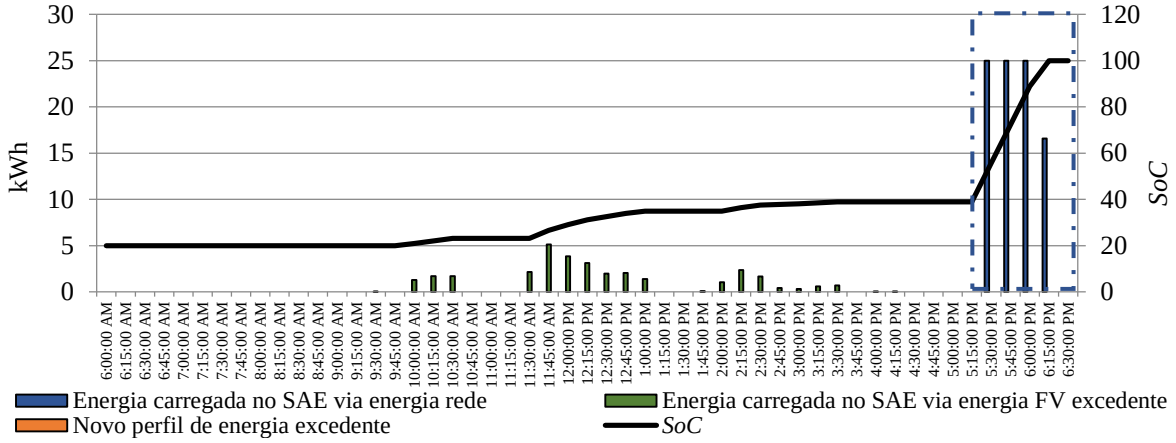


Observa-se que no dia 12 de abril de 2017, a energia excedente que seria injetada na rede foi suficiente para carregar o SAE (*SoC*=100%). A partir das 12h15min toda energia FV excedente é injetada na rede elétrica, não sendo necessário complementar o carregamento do SAE através da rede elétrica.

Para o dia 22 de junho de 2017, no entanto, verifica-se que a energia excedente não foi suficiente para carregar o SAE (*SoC*=40%) e seu carregamento é complementado com energia proveniente da rede elétrica. Neste contexto, 60% da energia do SAE são fornecidos

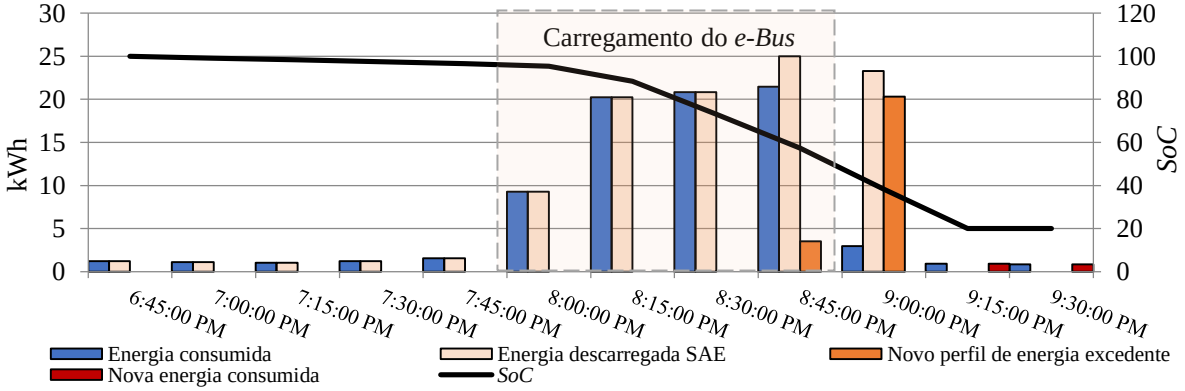
pela rede elétrica a uma tarifa FP no horário imediatamente anterior ao início do horário P e assim esta energia estará disponível no SAE para consumo da UC no horário P, agregando valor ao investimento realizado no SAE.

Figura 25 – Carregamento do SAE (22/06/2017).



A Figura 26 e a Figura 27 apresentam o exemplo da operação de descarga do SAE para os dias 12 de abril e 22 de junho de 2017 (dias úteis), mostrando a energia consumida pela UC, a energia descarregada pelo SAE, o novo perfil da energia excedente injetado na rede elétrica pela UC e a nova energia consumida pela UC (pós SAE). Adicionalmente o período de carregamento do *e-Bus* é destacado.

Figura 26 - Descarga do SAE (12/04/2017).

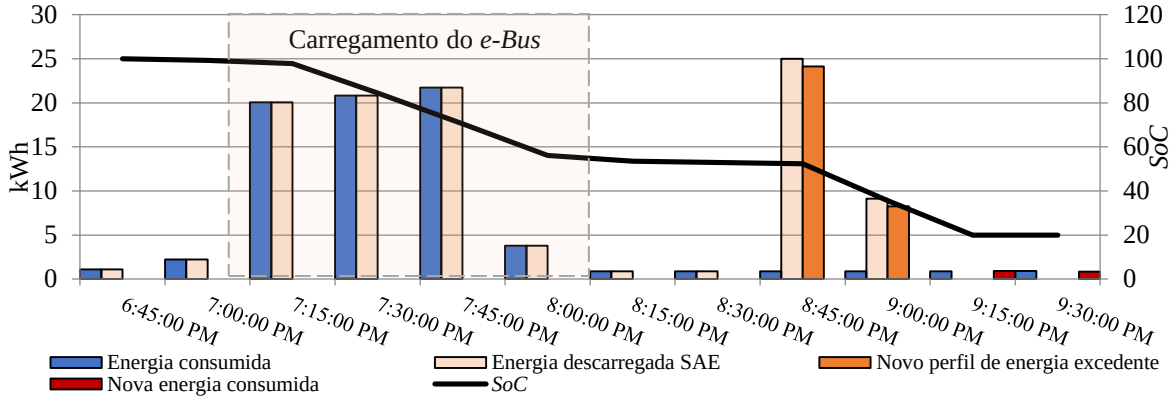


Pela Figura 26, observa-se que no período compreendido entre 18h31min e 19h45min toda a energia consumida pela UC é proveniente do SAE. A partir das 19h46min toda a energia consumida pelo *e-Bus* e pelas demais cargas em operação da UC também é proveniente do SAE. A partir das 20h31mins, toda a energia restante armazenada no SAE é descarregada na rede elétrica da distribuidora. O SAE apresenta neste contexto um importante

papel na arbitragem dos preços de energia elétrica, exemplificando com este estudo de caso os benefícios econômicos de sua utilização.

Já para o dia 22/06/2017, observa-se que no período compreendido entre 18h31min e 19h00min toda a energia consumida pela UC é proveniente do SAE. A partir das 19h01min toda a energia consumida pelo *e-Bus* e pelas demais cargas em operação da UC também é proveniente do SAE. A partir das 20h31min, toda a energia restante armazenada no SAE é descarregada na rede elétrica da distribuidora.

Figura 27 – Descarga do SAE (22/06/2017).



Verificou-se que o SAE tem capacidade suficiente para atender todas as cargas da UC no horário de ponta e ainda exportar para a rede elétrica, neste horário, a energia que ainda resta no mesmo. Após a descarga do SAE seu estado de carga é de 20%, valor este estipulado como condição de contorno para maximização da vida útil do SAE.

4.2.2 Análise de operação mensal

Foi avaliada a operação inicial do SAE para o ciclo de faturamento de março e de junho, de forma a poder verificar a variabilidade da energia FV excedente.

A Tabela 10 apresenta, para todos os dias úteis e para o ciclo de faturamento compreendido entre 25/05/2017 a 24/06/2017, a evolução horária do carregamento do SAE e da nova energia FV excedente injetada na rede elétrica (pós SAE).

Os horários destacados em verde correspondem aos períodos nos quais o SAE é carregado pela energia FV excedente que seria injetada na rede elétrica. O horário destacado em azul (17h16min às 18h30min) corresponde ao período no qual o SAE é carregado pela energia proveniente da rede elétrica, caso necessário. Os períodos destacados em laranja correspondem à energia FV excedente a ser injetada na rede da distribuidora (pós SAE).

Tabela 10 – Energia excedente destinada ao carregamento do SAE e a ser injetada na rede elétrica. Data base: 25/05/2017 a 24/06/2017.

Dia útil	Destino Energia Excedente	6:01 as 09:00	09:01 as 10:30	10:31 as 11:30	11:31 as 13:00	13:01 as 14:00	14:01 as 16:00	16:01 as 17:15	17:16 as 18:30	Total
25-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,05	1,00	4,33	30,50	1,33	5,22	0,00	77,57	120
26-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,50	20,28	1,28	5,95	6,89	40,19	2,58	42,33	120
29-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	9,20	1,97	25,66	5,38	12,50	0,58	64,71	120
30-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,16	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	119,70	120
31-05-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,00	0,00	1,13	0,00	0,00	0,00	118,87	120
01-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,35	1,34	0,00	19.69
	SAE kWh	2,57	39,68	1,90	50,21	5,69	19,95	0,00	0,00	120
02-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	1,90	29,48	6,32	46,04	7,52	25,52	0,05	3,16	120
05-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	2,77	10,45	0,00	106,78	120
06-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,10	0,78	6,35	0,05	0,23	0,00	112,50	120
07-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	4,85	3,42	4,39	0,02	0,25	0,00	107,07	120
08-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	12,44	25,27	22,12	15,89	11,72	0,01	32,55	120
09-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,07	1,57	0,74	15,98	6,42	3,41	0,86	90,95	120
12-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,85	0,65	0,00	8.50
	SAE kWh	0,10	28,90	7,74	46,28	3,43	33,55	0,00	0,00	120
13-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,67	4,67	3,22	61,82	2,11	46,82	0,48	0,20	120
14-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	1,27	41,27	4,76	13,63	2,15	5,22	0,00	51,70	120
16-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,23	0,60	0,00	6.83
	SAE kWh	0,74	30,54	7,79	43,55	8,46	28,92	0,00	0,00	120
19-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,02	0,00	119,29	120
20-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	25,91	3,13	22,04	7,64	25,62	1,18	34,48	120
21-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	4,40	2,20	14,24	2,16	6,73	0,00	90,26	120
22-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	4,75	2,17	17,53	1,12	6,12	0,04	88,27	120
23-06-17	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,66	3,61	0,00	14.27
	SAE kWh	0,53	40,68	6,60	44,36	3,53	24,30	0,00	0,00	120

Devido ao carregamento agendado do *e-Bus* nos horários das 08h01min as 09h00min; 10h31min as 11h30min; 13h01min as 14h00min e 16h01min as 17h15min espera-se baixos valores de energia a serem utilizados para carregamento do SAE. Entretanto, devido a atrasos verificados na operação do *e-Bus* (devidos a condições de trânsito ou outros eventos)

observam-se pequenos valores nestes períodos. No dia 8 de junho, observam-se valores elevados devido ao fato de que o *e-Bus* não operou.

Notou-se que apenas em quatro dos 21 dias úteis, o carregamento SAE não necessita da complementação da rede elétrica. Observou-se que, em 11 dos 21 dias úteis, pelo menos 50% da energia utilizada para carregar o SAE seria proveniente da rede elétrica.

Durante o ciclo de faturamento, nos dias úteis, seria injetada na rede elétrica 49,30 kWh. O carregamento do SAE seria realizado com 1.259,63 kWh (50%) de energia FV excedente e 1.260,37 kWh (50%) de energia oriunda da rede elétrica.

A Tabela 11 apresenta, para todos os dias úteis e para o ciclo de faturamento compreendido entre 22/02/2018 e 24/03/2018, a evolução horária do carregamento do SAE e da nova energia FV excedente injetada na rede elétrica (pós SAE).

Novamente, nos horários agendados para o carregamento do *e-Bus* verificou-se baixos valores de energia a ser carregada no SAE. Nos dias 22 de fevereiro, 16 de março e 21 de março observam-se valores elevados em um ou mais destes períodos. Isto se deveu a atrasos no funcionamento do *e-Bus* ou à falta de sua operação.

Em 15 dos 22 dias úteis o carregamento SAE é completado (*SoC*=100%) e a energia FV excedente passa a ser injetada na rede elétrica. Observou-se que em seis dos 22 dias úteis, pelo menos 50% da energia utilizada para carregar o SAE seria proveniente da rede elétrica.

Durante o ciclo de faturamento seriam injetados na rede elétrica 761,09 kWh nos dias úteis. O carregamento do SAEB seria realizado com 1.931,90 kWh (73%) de energia FV excedente e 468,10 kWh (27%) de energia oriunda da rede elétrica.

Tabela 11 - Energia excedente destinada ao carregamento do SAE e a ser injetada na rede elétrica. Data base: 22/02/2018 a 24/03/2017.

Dia útil	Destino Energia Excedente	6:01 as 09:00	09:01 as 10:30	10:31 as 11:30	11:31 as 13:00	13:01 as 14:00	14:01 as 16:00	16:01 as 17:15	17:16 as 18:30	Total
22-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,24	15,30	1,02	22,56
	SAE kWh	8,57	28,78	17,77	34,38	19,40	11,10	0,00	0,00	120
23-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	1,65	39,25	0,79	3,41	45,10
	SAE kWh	1,54	41,63	10,22	66,02	0,59	0,00	0,00	0,00	120
26-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,19	5,69	0,00	32,88
	SAE kWh	7,26	35,17	2,77	42,02	0,00	32,77	0,00	0,00	120
27-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,88	0,00	0,00	9,88
	SAE kWh	11,45	37,44	4,75	51,82	0,00	14,54	0,00	0,00	120
28-02-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,83	0,60	0,00	27,43
	SAE kWh	7,09	34,85	0,00	61,57	0,10	16,39	0,00	0,00	120
01-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,82	1,67	0,00	20,49
	SAE kWh	0,82	28,20	1,50	56,80	0,00	32,68	0,00	0,00	120
02-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	1,09	15,40	0,41	12,04	0,07	26,93	0,00	64,07	120
05-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	4,42	0,00	34,56	3,64	0,00	42,62
	SAE kWh	11,80	48,61	9,83	49,76	0,00	0,00	0,00	0,00	120
06-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39,44	0,00	0,00	39,44
	SAE kWh	10,50	41,71	9,48	49,61	1,28	7,42	0,00	0,00	120
07-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,24	12,84	3,91	21,62	0,08	17,03	2,44	61,84	120
08-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,34	6,48	2,78	47,60
	SAE kWh	11,82	41,36	0,78	51,16	1,32	13,56	0,00	0,00	120
09-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	59,38	6,65	0,00	66,03
	SAE kWh	9,46	50,94	0,31	53,57	2,33	3,39	0,00	0,00	120
12-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	5,60	4,51	0,00	25,74	3,12	12,29	0,00	68,74	120
13-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	3,92	1,87	57,64	5,26	0,00	68,69
	SAE kWh	9,19	47,63	7,92	55,26	0,00	0,00	0,00	0,00	120
14-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,14
	SAE kWh	0,00	0,49	0,00	16,78	0,00	12,47	0,00	90,26	120
15-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	5,81	13,44	0,43	30,07	0,44	7,08	0,28	62,45	120
16-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	10,79	24,12	13,73	0,86	0,00	49,50
	SAE kWh	7,76	45,49	4,70	62,05	0,00	0,00	0,00	0,00	120
19-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,09	2,57	0,00	16,66
	SAE kWh	0,73	26,92	3,76	48,19	0,00	40,40	0,00	0,00	120
20-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
	SAE kWh	0,00	1,82	0,02	4,99	0,60	0,10	0,00	112,47	120
21-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,96	3,35	0,24	56,55
	SAE kWh	3,18	26,51	2,.22	60,76	0,70	7,64	0,00	0,00	120
22-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	1,20
	SAE kWh	7,97	26,95	1,13	32,45	0,80	39,30	3,13	8,27	120
23-03-18	Rede kWh	0,00	0,00	0,00	72,81	48,32	77,53	15,66	0,00	214,33
	SAE kWh	12,13	59,06	46,57	2,24	0,00	0,00	0,00	0,00	120

A Tabela 12 apresenta, para a UC (pré e pós SAE) e para os meses de junho 2017 e março 2018, o valor mensal de seu consumo de energia elétrica nos horários FP e P, da energia excedente injetada na rede elétrica pela UC nos horários FP e P e a demanda máxima que ocorreria no horário P e FP.

Tabela 12 – Valores mensais de consumo (P) e FP, da energia excedente injetada na rede elétrica (P) e (FP) e demanda máxima (P) e (FP) - meses: junho/17 e março/18.

Mês	Consumo FP (kWh)		Injeção FP (kWh)		Consumo P (kWh)		Injeção P (kWh)		Demanda FP (kW)		Demanda P (kW)	
	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar	Jun	Mar
Pré SAE	6363	6721	2810	5200	1598	1883	0	0	87,17	89,95	87,17	89,95
Pós SAE	7623	7189	1550	3268	38	58	659	564	116,74	113,34	4,56	6,58

Para todos os dias (úteis e não úteis) do período entre 25/05/2017 e 24/06/2017, pós SAE, verifica-se que, no horário FP a UC consumiria 20% a mais de energia elétrica e injetaria na rede 45% menos energia FV excedente. Já no horário P, o consumo da UC sofreria redução de 98% e injetaria 659 kWh de energia excedente na rede elétrica. A demanda máxima registrada no horário P passaria a ser de 4,56 kW (redução de 95%) e no horário FP passaria a ser de 116,74 kW (aumento de 34%).

Para todos os dias do período entre 22/02/2018 e 24/03/2018, pós SAE, verifica-se que, no horário FP a UC consumiria 7% a mais de energia elétrica e injetaria na rede 37% menos energia FV excedente. No horário P, o consumo da UC sofreria redução de 97% e injetaria 564 kWh de energia excedente na rede elétrica. A demanda máxima registrada no horário P passaria a ser de 6,58 kW (redução de 93%) e no horário FP passaria a ser de 113,34 kW (aumento de 26%).

4.2.2.1 Comentários

Para averiguar tecnicamente e economicamente a inserção do SAE na UC será aplicada a metodologia nos demais meses do período analisado. Adicionalmente, serão incluídas as perdas no modelo para a realização de uma análise ao longo da vida útil do SAE.

4.2.3 Tarifas aplicadas

Para o período analisado e para a distribuidora local (Celesc), a Tabela 13 apresenta as tarifas (com impostos) para fins de faturamento de energia FP e P, da compensação da energia injetada na rede elétrica nos horários FP e P, da demanda e do excedente de reativo.

Tabela 13 – Tarifas para faturamento e para compensação.

Ano	Mês	FP		P		Demanda	Excedente reativo
		Fatur.	Comp.	Fatur.	Comp.		
		R$/kWh	-R$/kWh	R$/kWh	-R$/kWh	R$/kW	R$/kWh
2017	Abr	0,428291	0,406964	1,481817	1,232913	12,922946	0,362425
	Mai	0,425689	0,404586	1,472813	1,226533	12,844426	0,360223
	Jun	0,421166	0,400452	1,457165	1,215420	12,707955	0,356396
	Jul	0,416623	0,396297	1,441447	1,204226	12,570875	0,352552
	Ago	0,426129	0,406668	1,511102	1,259418	14,337470	0,366865
	Set	0,444527	0,427187	1,654443	1,373044	18,099871	0,396022
	Out	0,453349	0,435407	1,687276	1,396119	18,459069	0,403882
	Nov	0,448053	0,430473	1,667566	1,382281	18,243438	0,399164
	Dez	0,441746	0,424594	1,644092	1,365744	17,986634	0,393545
2018	Jan	0,436042	0,419273	1,622863	1,350736	17,754386	0,388463
	Fev	0,441620	0,424476	1,643625	1,365414	17,981521	0,393433
	Mar	0,445931	0,428495	1,659667	1,376723	18,157026	0,397273

Com as tarifas apresentadas será realizada a análise dos impactos que podem potencialmente ser proporcionados pelo SAE sobre as despesas com energia elétrica da UC em seu primeiro ano de operação, consolidando a demonstração pelo estudo de caso da metodologia desenvolvida nesta tese.

5 ATIVIDADES A SEREM DESENVOLVIDAS E CRONOGRAMA

Será necessário, para finalização dos objetivos propostos neste trabalho, implementar as perdas no modelo de operação do SAE e realizar as simulações para todo o período analisado. Após esta etapa serão avaliadas todas as variáveis sujeitas a faturamento pela distribuidora e realizada a análise dos impactos que podem ser proporcionados pelo SAE sobre as despesas com energia elétrica da UC estudada. Por fim, serão definidas as condições de operação do SAE durante sua vida útil para realizar a análise de atratividade financeira da inserção do mesmo na UC. Ao final destas etapas será redigido o primeiro artigo para submissão a revista internacional Qualis A1. Também será realizada uma análise de sensibilidade sobre determinadas variáveis técnicas e econômicas e seus impactos na atratividade financeira destes sistemas, realimentando o modelo proposto, para avaliar se, e quando, estes sistemas atingiriam paridade tarifária no Brasil. Ao final desta última etapa será redigido o segundo artigo para submissão a revista internacional Qualis A1.

O Quadro 7 apresenta o cronograma das atividades futuras. Ao final destas e da redação final deste trabalho, pretende-se realizar a Defesa Final da Tese proposta nesta Qualificação de Doutorado.

Quadro 7 - Cronograma de atividades.

Ano	2020									2021												2022	
Atividade a ser desenvolvida	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev
Defesa Qualificação	x																						
Finalizar o desenvolvimento do algoritmo e implementação das perdas no mesmo		x	x	x																			
Simulação para todos os anos da vida útil do SAE				x	x																		
Avaliar todas as variáveis cabíveis a faturamento pela distribuidora durante todos os meses da vida útil do SAE					x	x	x	x															
Análise ds impactos que seriam proporcionados pelo SAE sobre as despesas com energia elétrica da UC								x	x	x													
Definir as condições utilizadas durante a vida útil e realizar a avaliação da atratividade financeira da inserção do SAE na UC										x	x	x											
Realizar a análise de sensibilidade das variáveis técnicas e econômicas definidas e realimentar o modelo												x	x	x	x	x							
Complementação e expansão da revisão bibliográfica	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Desenvolvimento de artigos	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Submissão de artigos												x									x		
Escrita da tese																	x	x	x	x	x	x	
Defesa final																							x

REFERÊNCIAS

AELENEI, D., LOPES, R.A., AELENEI, L., GONÇALVES, H. 2019. **Investigating the potential for energy flexibility in an office building with a vertical BIPV and a PV roof system**. Renewable Energy, Vol. 137, pp. 189-197.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2010**. Resolução Normativa Nº 414**, de 9 de setembro de 2010. Disponível em < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2012. **Resolução Normativa Nº 482**, de 17 de Abril de 2012. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2015. **Resolução Normativa Nº 687**, de 24 de Novembro de 2015. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2016a. **Resolução Homologatória Nº 2.120**, de 16 de agosto de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2016b. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**, 7ª Ed., Brasília.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELRICA, ANEEL, 2017a. **Nota técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL** - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Maio 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2017b. **Resolução Homologatória Nº 2.286**, de 15 de agosto de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2017c. **Nota Técnica nº 136/2017-SRG/ANEEL**, de 27 de outubro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL, 2018**. Resolução Normativa Nº 819**, de 19 de junho de 2018. Disponível em < http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018819.pdf

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, **ANEEL**, 2019a. Dados disponíveis em www.aneel.gov.br

AMIRIOUN, M.H., KAZEMI, A. 2014. **A new model based on optimal scheduling of combined energy exchange modes for aggregation of electric vehicles in a residential complex.** Energy, Vol. 69, pp. 186-198.

AN, K., BARAI, P., SMITH, K. 2014. **Probing the thermal implications in mechanical degradation of lithium-ion battery electrodes**, Journal of The Electrochemical Society, Vol. 161, pp.1058-1070.

AYENG'O, S.P., SCHIRMERA, T., KAIRIES, K., AXELSEN, H., SAUER, D.U. 2018. **Comparison of off-grid power supply systems using lead-acid and lithiumion batteries**. Solar Energy, Vol. 162, pp. 140-152.

BARZEGKAR-NTOVOM, G.A., CHATZIGEORGIOU, N.G., NOUSDILIS, A.I., VOMVA, S.A., KRYONIDIS, G.C., KONTIS, E.O., GEORGHIOU, G.E., CHRISTOFORIDIS, G.C., PAPAGIANNIS, G.K. 2020. **Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme**. Renewable Energy, Vol. 152, pp. 1302-1309.

BAZILIAN, M., ONYEJI, I., LIEBREICH, M., MACGILL, I., CHASE, J., SHAH, J., GIELEN, D., ARENT, D., LANDFEAR, D., ZHENGRONG, S. 2013. **Re-considering the economics of photovoltaic power**. Renewable Energy, Vol. 53, pp. 329-338.

BECK, T., KONDZIELLA, H., HUARD, G., BRUCKNER, T. 2016. **Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems**. Applied Energy, Vol. 173, pp. 331-342.

BELDERBOS, A., DELARUE, E., KESSELS, K., D'HAESELEER, W. 2017. **Levelized cost of storage -Introducing novel metrics**. Energy Economics, v. 67, p. 287–299.

BHAYO, A., B.A., AL-KAYIEM, H.H., GILANI, S.I. 2019. **Assessment of standalone solar PV-Battery system for electricity generation and utilization of excess power for water pumping**. Solar Energy, Vol. 194, pp. 766-776.

BISHOP, J.D., AXON, C.J., BONILLA, D., TRAN, M., BANISTER, D., McCULLOCH, M.D. 2013. **Evaluating the impact of V2G services on the degradation of batteries in PHEV and EV**. Applied Energy, Vol. 111, pp. 206-2018.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE-BNEF, 2017. **Lithium-ion Battery Costs**: Squeezed Margins and New Business Models.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE - BNEF, 2018. **Electric buses in cities** - driving towards cleaner air and lower CO2.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE-BNEF, 2019. **New Energy Outlook 2019** - Executive Summary.

BRASIL, 1988. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988. 292 p.

BRASIL, 1993. **Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o service public de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm.

BRASIL, 1995. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm.

BRASIL, 2002. **Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002**. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10637.htm.

BRASIL, 2003. **Lei nº 10.883, de 29 de dezembro de 2003**. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/L10.833.htm.

BRASIL 2004a. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002 e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/lei/l10.848.htm.

BRASIL, 2004b. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o progresso de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato20042006/2004/Decreto/D5163.htm.

BRASIL, 2004c. **Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004**. Dispõe sobre a Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes sobre a importação de bens e serviços e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato20042006/2004/lei/l10.865.htm.

BRASIL, 2017a. **Decreto nº 47.231, de 4 de agosto de 2017**. Altera o Regulamento do ICMS – RICMS –, aprovado pelo Decreto nº 43.080, de 13 de dezembro de 2002. Disponível em: http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/decretos/2017/d47231_2017.htm.

BRASIL 2017b. **Lei Complementar nº 160, de 7 de agosto de 2017**. Dispõe sobre convênio que permite aos Estados e ao Distrito Federal deliberar sobre a remissão dos créditos tributários, constituídos ou não, decorrentes das isenções, dos incentivos e dos benefícios fiscais ou financeiro-fiscais instituídos em desacordo com o disposto na alínea "g" do inciso XII do § 2o do art. 155 da Constituição Federal e a reinstituição das respectivas isenções, incentivos e benefícios fiscais ou financeiro-fiscais; e altera a Lei no 12.973, de 13 de maio de 2014. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp160.htm.

CAMILO, F.M., CASTRO, R., ALMEIDA, M.E., PIRES, V.F. 2017. **Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal**. Solar Energy, Vol. 150, pp. 353-362.

CHAIANONG, A., BANGVIWAT, A., MENKE, C., BREITSCHOPF, B., EICHHAMMER, W. 2020. **Customer economics of residential PV-battery systems in Thailand**. Renewable Energy, Vol. 146, pp. 297-308.

CHRISTENSEN, J., NEWMAN, J. 2006. **A mathematical model of stress generation and fracture in lithium manganese oxide**, Journal of The Electrochemical Society, Vol. 153, pp.1019-1030.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. **Convênio ICMS 16**, de 22 de abril de 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15

CORAM, A., KATZNER, D.W. 2018. **Reducing fossil-fuel emissions: Dynamic paths for alternative energy-producing technologies**. Energy Economics, Vol. 70, pp. 179-189.

DESHPANDE, R., VERBRUGGE, M., CHENG, Y.T., WANG, J., LIU, P. 2012. **Battery cycle life prediction with coupled chemical degradation and fatigue mechanics**, Journal of The Electrochemical Society, Vol. 159, pp.1730-1738.

DHUNDHARAA, S., VERMA, Y.P., WILLIAMS, A. 2018. **Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in microgrid systems**. Energy Conversion and Management, Vol. 177, pp. 122-142.

DONG, S., KREMERS, E., BRUCOLI, M., ROTHMAN, R., BROWN, S. 2020. **Techno-enviro-economic assessment of household and community energy storage in the UK.** Energy Conversion and Management, Vol. 205, 112330.

DOS SANTOS, L.L.C., CANHA, L.N., BERNARDON, D.P. 2018. **Projection of the diffusion of photovoltaic systems in residential low voltage consumers**. Renewable Energy, Vol. 116, pp. 384-401.

DUMAN, A.C., GÜLER, O. 2020. **Economic analysis of grid-connected residential rooftop PV systems in Turkey**. Renewable Energy, Vol. 148, pp. 697-711.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2018a. **Nota Técnica PR 04/18** - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050, Setembro 2018.
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2018b. **Nota Técnica EPE 028/2018** - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída(4MD): Metodologia-Versão PDE 2027, Novembro 2018.

ESFANDYARIA, A., NORTON, B., CONLON, M., McCROMACK, S.J. 2019. **Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate**. Solar Energy, Vol. 177, pp. 762-771.

FERREIRA, A., KUNH, S.S., FAGNANI, K.C., DE SOUZA, T.A., TONEZER, C., DOS SANTOS, G.R., COIMBRA-ARAÚJO, C.H. 2018. **Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 81, pp. 181-191.

FIESC, 2018. **Competitividade das Tarifas de Energia Elétrica no Mercado Regulado para Indústria Catarinense**, Agosto 2018.

GARLET, T.B., RIBEIRO, J.L.D., SAVIAN, F.S., SILUK, J.C.M. 2019. **Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 111, pp. 157-169.

GLASSMIRE, J., KOMOR, P., LILIENTHAL, P. 2012. **Electricity demand savings from distributed solar photovoltaics**. Energy Policy, Vol. 51, pp. 323-331.

GÖBEL, C.; CHENG, V.; JACOBSEN, H.A. 2017. **Profitability of Residential Battery Energy Storage Combined with Solar Photovoltaics**. Energies Vol. 10, p. 976.

GOLDSWORTHY, M.J., SETHUVENKATRAMAN, S. 2018. **The off-grid PV-battery powered home revisited; the effects of high efficiency air-conditioning and load shifting**. Solar Energy, Vol. 172, pp. 69-77.

GOOGLE MAPS, 2019. Disponível em: google.com/maps

GREEN, J., NEWMAN, P. 2017. **Citizen utilities: The emerging power paradigm**. Energy Policy, Vol. 105, pp. 283-293.

GREENER, 2019a. **Estudo estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Trimestre de 201**9 – Impactos das alterações da RN 482.

GREENER, 2019b. **Estudo estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 4º Trimestre de 201**9.

GUDMUNDS, D., NYHOLM, E., TALJEGARD, M., ODENBERGER, M. 2020. **Self-consumption and self-sufficiency for household solar producers when introducing an electric vehicle**. Renewable Energy, Vol. 148, pp. 1200-1215.

GUPTA, R., BRUCE-KONUAH, A., HOWARD, A. 2019. **Achieving energy resilience through smart storage of solar electricity at dwelling and community level**. Energy and Buildings. Vol. 195, pp. 1-15.

HADJIPANAYI, M., KOUMPAROU, I., PHILIPPOU, N., PARASKEVA, V., PHINIKARIDES, A., MAKRIDES, G., GEORGHIOU, G. 2016. **Prospects of photovoltaics in southern European, Mediterranean and Middle East regions**, Renewable Energy, Vol. 92, pp. 58-74.

HASSAN, A.S., CIPCIGAN, L., JENKINS, N. 2017. **Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives**. Applied Energy, Vol. 203, pp. 422-441.

HEINE, K., THATTE, A., TABARES-VELASCO, P.C. 2019. **A simulation approach to sizing batteries for integration with net-zero energy residential buildings**. Renewable Energy, Vol. 139, pp. 176-185.

HOPPMANN, J., VOLLAND, J., SCHMIDT, T.S., HOFFMANN, V.H. 2014. **The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 39, pp. 1101-1118.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY-IEA, 2019a. **World Energy Prices** - An overview. May, 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2019b. **World Energy Investment** 2019. May, 2019

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2019c. **Global EV Outlook 2019** – Scaling-up the transition to electric mobility. IEA Publications, May 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2019d, **Tracking Buildings**, IEA Publications, May 2019.

INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION-IFC, 2017. **Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets**.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2017. **Electricity Storage and Renewables**: Cost and Markets to 2030.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2018. **Renewable Power Generation Costs in 2017**, Abu Dhabi.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2019a. **Renewable cost dataset**. www.irena.org, Abu Dhabi.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2019b. **Renewable energy statistics 2019**. www.irena.org, Abu Dhabi.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA, 2020. **Renewable capacity statistics 2020**. www.irena.org, 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.

KASCHUB, T., JOCHEM, P., FICHTNER, W. 2016. **Solar energy storage in German households:profitability, load changes and flexibility**. Energy Policy, Vol. 98, pp. 520-532.

KEINER, D., RAM, M., BARBOSA, L.S.N.S., BOGDANOV, D., BREYER, C. 2019. **Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050**. Solar Energy, Vol. 185, pp. 406-423.

KHALILPOUR, K.R., VASSALLO, A. 2016. **Technoeconomic parametric analysis of PV-battery systems**. Renewable Energy, Vol. 97, pp. 757-768.

KHAN, F.A., PAL, N., SAEED, S.H. 2018. **Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 2018, pp. 937-947.

KLAMKA, J., WOLF, A., EHRLICH, L.G. 2020. **Photovoltaic self-consumption after the support period: Will it pay off in a cross-sector perspective?**. Renewable Energy, Vol. 147, pp. 2374-2386.

KOSKELA, J., RAUTIAINEN, A., JÄRVENTAUSTA, P., 2019. **Using electrical energy storage in residential buildings – sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization**. Applied Energy. Vol, 239, pp. 1175-1189.

LANG, T., AMMANN, D., GIROD, B. 2016. **Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings**. Renewable Energy, Vol. 87, pp. 77-87.

LANG, T., GLOERFELD, E., GIROD, B. 2015. **Don't just follow the sun – A global assessment of economic performance for residential building photovoltaics**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 42, pp. 932-951.

LAZARD, 2018a. **Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis** - Version 4.0. November 2018.

LAZARD, 2018b. **Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis** - Version 12.0. November 2018.

LI, J. 2019. **Optimal sizing of grid-connected photovoltaic battery systems for residential houses in Australia**. Renewable Energy, Vol. 136, pp. 1245-1254.

LI, X., CASTELLANOS, S., MAASSEN, A. 2018a. **Emerging trends and innovations for electric bus adoption**—a comparative case study of contracting and financing of 22 cities in the Americas, Asia-Pacific, and Europe, Research in Transportation Economics, vol. 69, pp. 470-481.

LI, Y., GAO., W., RUAN, Y. 2018b. **Performance investigation of grid-connected residential PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan**. Renewable Energy, Vol. 127, pp. 514-523.

LIU, J., CHEN, X., YANG, H., LI, Y. 2020. **Energy storage and management system design optimization for a photovoltaic integrated low-energy building**. Energy. Vol. 190, pp.116-124.

LUO, L., WU, Z., GU, W., HUANG, HE., GAO, S., HAN, J. 2020. Coordinated allocation of distributed generation resources and electric vehicle charging stations in distribution systems with vehicle-to-grid interaction. Energy, Vol. 192

LUNZ, B., YAN, Z., GERSCHLER, J.B., SAUER, D.U. 2012. **Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs**. Energy Policy, Vol. 46, pp. 511-519.

LUTHANDER, R., WIDEN, J., NILSSON, D., PALM, J. 2015. **Photovoltaic self-consumption in buildings: a review**. Applied Energy. Vol. 142, pp. 80-94.

MARIAUD, A., ACHA, S., EKINS-DAUKES, N., SHAH, N., MARKIDES, C.N. 2017. **Integrated optimisation of photovoltaic and battery storage systems for UK commercial buildings**. Applied Energy, Vol. 199, pp. 466-478.

MEREI, G., MOSHÖVEL, J., MAGNOR, D., SAUER, D.U. 2016. **Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications.** Applied Energy, vol. 168, pp. 171–178.

MUKHAMMAR, J., GRAHN, P., WIDÉN, J. 2013. **Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging**. Solar Energy. Vol. 97, pp. 208-216.

NASCIMENTO, A.D.J. 2019. **Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciadas**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.

NOTTROTT, A., KLEISSL, J., WASHOM, B. 2013. **Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems**. Renewable Energy, Vol. 55, pp. 230-240.

ORIOLI, A., GANGI, A.D. 2014. **Review of the energy and economic parameters involved in the effectiveness of grid-connected PV systems installed in multi-storey buildings**. Applied Energy, Vol. 113, pp. 955-969.

OSSENBRINK, J. 2017. **How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms**. Energy Policy, Vol. 108, pp. 239-255.

PARK, A., LAPPAS, P. 2017. **Evaluating demand charge reduction for commercial-scale solar PV coupled with battery storage**. Renewable Energy, Vol. 108, pp. 523-532.

PARRA, D., GILLOTT, M., NORMAN, S.A., WALKER, G.S. 2015. **Optimum community energy storage system for PV energy-time shift**. Applied Energy, Vol. 137, pp. 576-587.

PEEL, M. C; FINALAYSON B. L.; MCMAHON T. A. **Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification**, Hydrology and Earth System Sciences. Vol 11. 1633-1644. 2007.

PEFFLEY, T.B., PEARCE, J.M. 2020. **The potential for grid defection of small and medium sized enterprises using solar photovoltaic, battery and generator hybrid systems**. Renewable Energy, Vol. 148, pp. 193-204.

PEREIRA, E.B., MARTINS, F.R., GONÇALVES, A.R., COSTA, R.S., LIMA, F.J.L., RÜTHER, R., ABREU, S.L., TIEPOLO, G.M., PEREIRA, S.V., SOUZA, J.G. 2017. **2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar**, INPE, São José dos Campos, Brazil. ISBN: 978-85-17-00089-8.

PETERSON, S.B., APT, J., WHITACRE, J.F. 2010. **Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization**, Journal of Power Sources, Vol. 195, pp. 2385-2392.

PILLOT, B., SIQUEIRA, S., DIAS, J.B. 2018. **Grid parity analysis of distributed PV generation using Monte Carlo approach: The Brazilian case**. Renewable Energy, Vol. 127, pp. 974-988.

PINTO, G.X.A. 2018. **Impactos da modalidade de contratação da energia elétrica e da geração solar fotovoltaica nas despesas com energia elétrica em campus universitário**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.

PLOEHN, H.J., PREMANAND, R., WHITE, R.E. 2004. **Solvent diffusion model for aging of lithium-ion battery cells**, Journal of The Electrochemical Society, Vol. 151, pp.456-462.

PV MAGAZINE. 2019. **PV Magazine**. Disponível em: https://www.pv-magazine.com/2019/07/25/global-pv-market-114-gw-to-be-installed-in-2019-with-continued-growth-onwards/

PV MAGAZINE. 2020. **PV Magazine**. Disponível em: https://www.pv-magazine.com/2020/01/07/the-world-will-add-142-gw-of-new-solar-this-year/

REID, G., JULVE, J. 2016. **Second Life-Batterien als flexible Speicher für Erneuerbare Energien**.

ROBERTS, M.B., BRUCE, A., MacGILL, I. 2019. **Impact of shared battery energy storage systems on photovoltaic self-consumption and electricity bills in apartment buildings**. Applied Energy, Vol. 245, pp. 78-95.

ROCHA, L.C.S., AQUILA, G., PAMPLONA, E.O., PAIVA, A.P., CHIEREGATTI, B.G., Lima, J.S.B. 2017. **Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives**. Journal of Cleaner Production, Vol. 168, pp. 1448-1462.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE, 2014. **The Economics of Grid Defection** - When and Where Distributed Solar Generation Plus Storage Competes With Traditional Utility Service. Febuary 2014

RÜTHER, R., ZILLES, R. 2011. **Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil**. Energy Policy, Vol. 39, pp. 1027-1030.

SAMPAIO, P.G.V., GONZÁLEZ, M.O.A. 2017. **Photovoltaic solar energy: Conceptual framework**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 74, pp. 590-601.

SANTHANAGOPALAN, S., SMITH, K., NEUBAUER, J., KIM, G.H., PESARAN, A., KEYSER, M. 2015.**Design and Analysis of Large Lithium-Ion Battery Systems**, Artech House, Boston, ISBN: 9781608077137.

SCHMALSTIEG, J., KABITZ, S., ECKER, M., SAUER, D.U. 2014. **A holistic aging model for Li(NiMnCo)O2 based 18650 lithium-ion batteries**, Journal of Power Sources, Vol. 257, pp. 325-334.

SILVA, T.C., PINTO, G.M., de SOUZA, T.A.Z., VALERIO, V., SILVÉRIO, N.M, CORONADO, C.J.R., GUARDIA, E.C. 2020. **Technical and economical evaluation of the photovoltaic system in Brazilian public buildings: A case study for peak and off-peak hours**. Energy, Vol. 190, 116282.

SMITH, K., SAXON, A., KEYSER, M., LUNDSTROM, B., ZIWEI, C., ROC, A. 2017. **Life prediction model for grid-connected Li-ion battery energy storage system**, in: 2017 American Control Conference (ACC), Seattle, Washington, pp. 4062-4068.
SORGATO, M.J., SCHNEIDER, K., RÜTHER, R. 2018. **Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate**. Renewable Energy, Vol. 118, pp. 84-98.

TALENT, O., DU, H. 2018. **Optimal sizing and energy scheduling of photovoltaic-battery systems under different tariff structures**. Renewable Energy, Vol. 129, pp. 513-526.
TULPULE, P.J., MARANO, V., YURKOVICH, S., RIZZONI, G. 2013. **Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station.** Applied Energy, Vol. 108, pp. 323-332.

UDDIN, K., GOUGH, R., RADCLIFFE, J., MARCO, J., JENNINGS, P. 2017. **Techno-economic analysis of the viability of residential photovoltaic systems using lithium-ion batteries for energy storage in the United Kingdom**. Applied Energy, Vol. 206, pp. 12-21.

VAN DER KAM, M., VAN SARK, W. 2015. **Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study**. Applied Energy. Vol, 152, pp. 20-30.

VIEIRA, F.M., MOURA, P.S., DE ALMEIDA, A.T. 2017. **Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings**. Renewable Energy, Vol. 103, pp.308-320.

WANG, J., LIU, P., HICKS-GARNER, J., SHERMAN, E., SOUKIAZIAN, S., VERBRUGGE, M., TATARIA, H., MUSSER, J., FINAMORE, P. 2011. **Cycle-life model for graphite-LiFePO4 cells**, Journal of Power Sources, Vol. 196, pp. 3942-3948.

WORLD ENERY COUNCIL, 2016. **World Energy Scenarios**, ISBN: 978 0 946121 57 1. Disponível em : www.worldenergy.org

YOSHIDA, A., SATO, T., AMANO, Y., ITO, K. 2016. **Impact of electric battery degradation on cost- and energy-saving characteristics of a residential photovoltaic system**. Energy and Buildings, Vol. 124, pp. 265-272.

YU, H.J.J. 2018. **A prospective economic assessment of residential PV self-consumption with batteries and its systemic effects: The French case in 2030**. Energy Policy, Vol. 113, pp. 673-687.

ZHANG, Q., TEZUKA, T., ISHIHARA, K.N., McLELLAN. 2012. **Integration of PV power into future low-carbon smart electricity systems with EV and HP in Kansai Area, Japan**. Renewable Energy, Vol. 44, pp. 99-108.

ZHANG, Y., LUNDBLAD, A., CAMPANA, P.E., Yan, J. 2016. **Employing Battery Storage to Increase Photovoltaic Self-sufficiency in a Residential Building of Sweden**. Energy Procedia, Vol. 88, pp. 455-461.

ZHOU, J., TSIANIKAS, S., BIRNIE III, D.P., CIOT, D.W. 2019. **Economic and resilience benefit analysis of incorporating battery storage to photovoltaic array generation**. Renewable Energy, Vol. 135, pp. 652-662.

ZOMER, C.D., COSTA, M.R., NOBRE, A., RÜTHER, R. 2013. **Performance compromises of building-integrated andbuilding-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports**. Energy and Buildings, Vol. 66, pp. 607-615.