



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ/ CENTRO DE CIÊNCIA, TECNOLOGIAS E SAÚDE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

Elicson Colombo Martins

**Metodologia para dimensionamento do sistema de carregamento de veículos elétricos em
um estacionamento corporativo com geração fotovoltaica integrada**

ARARANGUÁ
2020

Elicson Colombo Martins

Metodologia para dimensionamento do sistema de carregamento de veículos elétricos em um estacionamento corporativo com geração fotovoltaica integrada

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade da Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.
Orientador: Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher.

Araranguá

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Martins, Elicson Colombo

Metodologia para dimensionamento do sistema de carregamento de veículos elétricos em um estacionamento corporativo com geração fotovoltaica integrada / Elicson Colombo Martins ; orientador, Luciano Lopes Pfitscher , 2020.

104 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Araranguá, 2020.

Inclui referências.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. veículos elétricos. 3. energia solar fotovoltaica. 4. balanço de energia. I. , Luciano Lopes Pfitscher. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade. III. Título.

Elicson Colombo Martins

Metodologia para dimensionamento do sistema de carregamento de veículos elétricos em um estacionamento corporativo com geração fotovoltaica integrada

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Daniel Pinheiro Bernardon, Dr.
Universidade Federal de Santa Maria

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Energia e Sustentabilidade.

Prof. Dr. Ricardo Alexandre Reinaldo De Moraes
Coordenador do Programa

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher
Orientador

Araranguá, 03 de março de 2020.

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais, minha esposa e aos meus colegas do Programa.

AGRADECIMENTOS

À Deus, pela minha vida, saúde e perseverança.

À minha família, pela educação e amor durante toda a vida.

À minha esposa Ana Paula, pelo companheirismo, apoio, paciência e amor em todos os momentos dessa caminhada.

Ao Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher, pela orientação e compartilhamento de conhecimento durante a realização desta dissertação.

Aos colegas e professores do PPGES, que compartilharam conhecimentos, alegria e também dificuldades durante este período.

Aos colaboradores da UFSC, que contribuíram para a pesquisa.

À todos que, de alguma forma, ajudaram nessa jornada em busca de conhecimento e de progresso.

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes.” (Martin Luther King).

RESUMO

Com o crescimento acelerado da quantidade de veículos elétricos (VEs) no mundo, é importante frisar que a adoção deles pode representar algum risco para os sistemas elétricos de distribuição, uma vez que esses sistemas não foram projetados para fornecer parte de sua energia para o setor de transportes. Grande parte dos VEs comercialmente disponíveis utilizam a energia fornecida pela rede elétrica da concessionária para recarregar suas baterias. Este tipo de VE é chamado de *plug-in* e necessita de uma quantidade de energia significativa para cada recarga. O aumento da inserção de VEs do tipo *plug-in* leva ao aumento da carga atendida pela concessionária, podendo causar impactos indesejáveis na operação da rede elétrica, como: queda da magnitude da tensão, sobrecarga em cabos e transformadores, aumento das perdas elétricas, aumento do nível de distorção harmônica da rede, entre outros. Uma das formas de atenuar tais impactos seria a utilização de geração distribuída, particularmente, a energia solar fotovoltaica. A energia solar fotovoltaica é vista como uma das formas centrais de energia pelo fato de ser uma energia limpa, com recurso abundante e de preço baixo. O acoplamento da energia solar fotovoltaica e dos VEs é, portanto, pertinente e pode ser realizado em parques de estacionamento solar. Diante do exposto, esse trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia para dimensionamento do sistema de veículos elétricos em um estacionamento corporativo com geração fotovoltaica integrada. A metodologia contempla a caracterização da carga através de analisador de energia, aplicação do Método de Monte Carlo (MMC) para determinar a potência e o tempo de recarga dos VEs, avaliação do recurso solar local e proposta de um sistema fotovoltaico, além do balanço de energia para determinar a quantidade de energia que será requisitada da rede de distribuição. Ainda, foram estudados alguns cenários até 2050 com variação de alguns parâmetros como crescimento de carga, crescimento econômico e um sistema fotovoltaico com o dobro de potência do inicial. Como estudo de caso, a metodologia foi aplicada na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), no *campus* de Araranguá, no sul do estado de Santa Catarina. A curva de carga da edificação se mostrou semelhante à de outro estudo para a mesma classe típica de consumo. Houve variação na irradiação solar local com a correção da inclinação. As diferentes estratégias e critérios de carregamento determinam a quantidade de energia que um VE irá consumir durante a recarga. Em ambientes corporativos, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma solução tecnicamente viável para injeção de potência no sistema, uma vez que o consumo de recarga dos VEs ocorre em horários de maior produção fotovoltaica.

Palavras-chave: veículos elétricos, energia solar fotovoltaica, balanço de energia.

ABSTRACT

The with accelerated growth in the number of electric vehicles (EVs) in the world, it is important to note that their adoption may represent some risk for electrical distribution systems, since these systems were not designed to supply part of their energy to the transport sector. Most part of commercially available EVs use the energy supplied by the concessionaire's electrical network to recharge your batteries. This type of EV is called plug-in and requires a significant amount of power and energy for each recharge. The increased insertion of plug-in EVs leads to an increase in the load supplied by the concessionaire, which may cause undesirable impact on the operation of the electrical network, such as: decrease in the voltage magnitude, overload in cables and transformers, increase in electrical losses, increase the harmonic distortion level of the network, among others. One way to mitigate these impacts would be the use of distributed generation, particularly solar photovoltaic energy. Photovoltaic solar energy is seen as one of the central forms of energy due to the fact that it is a clean energy, with abundant resources and at a low price. The coupling of photovoltaic solar energy and EVs is, therefore, relevant and can be carried out in solar car parks. Thus, this study aims to present a methodology for the sizing of the electric vehicle system in a corporate car with integrated photovoltaic generation. The methodology contemplates the characterization of the charge through an energy analyzer, application of the Monte Carlo Method (MMC) to determine the EV power and recharge time, evaluation of the local solar resource and proposal for a photovoltaic solar system, in addition to the balance to determine the amount of energy that will be required from the distribution network. In addition, some scenarios were studied until 2050 with variation of some parameters such as load growth, economic growth and a photovoltaic system with twice the power of the initial one. As a case study, the methodology was applied at the Federal University of Santa Catarina (UFSC), on the Araranguá campus, in the south of Santa Catarina. The building's load curve was similar to that of another study for the same typical consumption class. There was variation in local solar irradiation of the slope. The diferente charging strategies and criteria determine the amount of energy that na EV will consume during recharging. In corporate environments, photovoltaic solar energy presents itself as a technically feasible solution for power injection in the system, since the EV recharge consumption occurs during the time of greater photovoltaic production.

Keywords: electric vehicles, photovoltaic solar energy, energy balance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Unidades de VEs em milhares, 2013-2018.	17
Figura 2 - Novas vendas de VEs e participação de mercado por países de 2013 a 2018.	18
Figura 3 - Licenciamento e frota de veículos elétricos no Brasil.	19
Figura 4 - Previsão da utilização de combustíveis e de eletricidade para abastecimento da frota veicular leve no Brasil.	19
Figura 5 - Sistema elétrico de potência e a inserção de VEs.	22
Figura 6 - Estacionamento com módulos fotovoltaicos na UFRJ.	23
Figura 7 - Estado de carga da bateria (<i>SoC</i>) em função da distância percorrida de um VEHP.	29
Figura 8 - Configuração básica de um VEB.	30
Figura 9 - Características de recarga de célula de bateria.	31
Figura 10 - Comparativo entre as modalidades tarifárias.	40
Figura 11 - Simulação de Carregamentos de VEs Fora do Horário de Pico.	41
Figura 12 - Variação da radiação solar na latitude 29° para inclinação de 0° e 29°.	43
Figura 13 - Evolução do consumo final por cenário.	44
Figura 14 - Participação das fontes no consumo final.	45
Figura 15 - Fluxograma da metodologia proposta.	46
Figura 16 - Curvas típicas de poder público.	48
Figura 17 - Projeção crescimento no consumo da eletricidade até 2050.	49
Figura 18 - Distribuição da distância percorrida diariamente em Portugal.	51
Figura 19 - Curva de densidade de probabilidade para a distância diária percorrida por um veículo leve.	52
Figura 20 - Hora de chegada aos domicílios dos veículos ligeiros em Portugal.	52
Figura 21 - Diagrama de etapas da amostragem de distância percorrida e de horários de chegada de saída.	54
Figura 22 - Previsão de licenciamento de veículos leves até 2050.	57
Figura 23 - Desenho dos pilares em “Y curvo” para suporte das coberturas do estacionamento para carros.	58
Figura 24 - Incidente de radiação em uma superfície inclinada (módulo).	59
Figura 25 - Variação da radiação solar na latitude 29° para inclinação de 10°.	60
Figura 26 - Degradação máxima de módulos de acordo com 3 diferentes formas de garantia.	65
Figura 27 - Localização da UFSC Araranguá.	67
Figura 28 - Histórico de consumo da UFSC Araranguá.	68

Figura 29 - Curva de consumo UFSC x curva típica Sausen.	70
Figura 30 - Curva de consumo UFSC x curva típica de Sausen para 200 kWh.....	70
Figura 31 - Curvas de cargas mensais.....	71
Figura 32 - Curvas de cargas médias diárias.....	72
Figura 33 - Comparativo entre as curvas de média mensal e a média anual.	74
Figura 34 - Projeção de aumento de carga horizonte 2019-2050.	75
Figura 35 - Ocupação do estacionamento para diferentes dias da semana.....	77
Figura 36 - Hora de chegada e saída dos veículos à UFSC.....	78
Figura 37 - Consumo do carregamento diário de 20 VE na estratégia de carregamento direto..	79
Figura 38 - Radiação Solar Média mensal nos anos de 2017 e 2018.....	80
Figura 39 - Amplitude da Radiação Solar Média em 2017 e 2018.	82
Figura 40 - Valores de HSP de 2017 e 2018.	83
Figura 41 - Comparativo do HSP para inclinação de 0° e 10°.....	84
Figura 42 - Ganho de HSP com variação de inclinação de 0° para 10°.....	84
Figura 43 - Sistema fotovoltaico proposto de 39,6 kWp.....	86
Figura 44 - Estimativa de geração de energia de um sistema de 39,6 kWp para o ano de 2018..	86
Figura 45 – Cenário 1- Cenário Base.	87
Figura 46 - Curva de Carga dos VE e de Geração FV diária em 2050.	88
Figure 47 - Cenário 2- Crescimento de Carga.....	89
Figura 48 - Cenário 3- Crescimento Econômico	89
Figura 49 - Cenário 4- Sistema Fotovoltaico de 79,2 kWp.....	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características das baterias mais utilizadas em VEHPs e VEBS.....	31
Tabela 2 - Níveis de carregamento para os VEs.....	33
Tabela 3 - Características de carregamento de alguns VEs.....	34
Tabela 4 - Venda de VEs em alguns países europeus em milhares.....	35
Tabela 5 - Quantidade de VEs em Portugal para diferentes cenários de integração.	36
Tabela 6 - Distribuição probabilística do horário de chegada e saída de veículos ligeiros em Portugal.....	53
Tabela 7 - Características da UC.	68
Tabela 8 - Valores de consumo da UFSC.....	75
Tabela 9 - Estimativa de veículos no estacionamento da UFSC.	76
Tabela 10 - Distribuição probabilística do horário de chegada e saída de veículos na UFSC.	78
Tabela 11 - Valores de HSP de 2017 e 2018.....	82
Tabela 12 - Valores de HSP para inclinação de 0° e 10° em 2018.	83
Tabela 13 - Características do módulo fotovoltaico adotado.	85
Tabela 14 - Especificações técnicas do inversor adotado.....	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CD	<i>Charge Depleting Mode</i>
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CS	<i>Charge Sustaining Mode</i>
EFTA	Associação Europeia de Livre Comércio
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVCS	Estação de Recarga para Veículos Elétricos
ESF	Energia Solar Fotovoltaica
GW	Gigawatts
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IESUL	Interligação Elétrica Sul S.A
kVA	Kilo Volt Ampere
kW	Kilo Watts
Lí-ion	Íon de Lítio
LPA	Laboratório de Pesquisa Aplicada
MCI	Motor à Combustão Interna
ME	Motor Elétrico
NaNiCl ₂	Sódio-cloreto de níquel
NiMH	Níquel Hidreto Metálico
RD	Rede de Distribuição
SoC	<i>State- of- Charge</i>
SE FQA	Subestação Elétrica Forquilha
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional

TC	Transformador de Corrente
tep	Tonelada equivalente de petróleo
<i>ToU</i>	<i>Time-of-Use</i>
UC	Unidade Consumidora
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
VE	Veículo Elétrico
VEB	Veículo Elétrico à Bateria
VEH	Veículo Elétrico Híbrido
VEHP	Veículo Elétrico Híbrido <i>Plug-in</i>

LISTA DE VARIÁVEIS

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO	UNIDADE
α	Ângulo de elevação	Grau [°]
β	Ângulo de inclinação do módulo medido a partir da horizontal	Grau [°]
ϕ	Latitude	Grau [°]
δ	Ângulo de inclinação	Grau [°]
d	Dia do ano	Adimensional
FDI	Fator de dimensionamento do inversor	Adimensional
P_{Nca}	Potência nominal em corrente alternada do inversor	Watt [W]
P_{FV}	Potência de pico do painel fotovoltaico	Watt-pico [Wp]
V_{ocTmin}	Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo FV na menor temperatura de operação	Volt [V]
$V_{i_{max}}$	Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor	Volt [V]
$V_{i_{SPPMmin}}$	Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor	Volt [V]
$V_{i_{SPPMmax}}$	Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor	Volt [V]
V_{mpTmin}	Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação	Volt [V]
V_{mpTmax}	Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação	Volt [V]
$I_{i_{max}}$	Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor	Ampere [A]
I_{sc}	Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC	Ampere [A]
HSP	Horas de Sol Pleno	Horas (h)
Pr	<i>Performance Ratio</i> ou Taxa de Desempenho (TD)	Adimensional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 JUSTIFICATIVA	23
1.2 OBJETIVOS	24
1.3 PREMISSAS	24
2 REFERENCIAL TEÓRICO	26
2.1 VEÍCULOS ELÉTRICOS	26
2.1.1 Veículos Elétricos Híbridos (VEH)	27
2.1.2 Veículos Elétricos Híbridos Plug-in (VEHP)	28
2.1.3 Veículos Elétricos à Bateria (VEB)	29
2.2 TECNOLOGIAS DE BATERIAS	30
2.3 ESTAÇÕES DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	32
2.4 PERFIL DE USUÁRIOS	34
2.5 IMPACTO DO CARREGAMENTO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	36
2.6 SOLUÇÕES PARA IMPACTOS DA RECARGA	39
2.6.1 Tarifação Variável	40
2.6.2 Reconfiguração Dinâmica das Redes de Distribuição	41
2.6.3 Utilização de Geração Distribuída Como Reforço da Rede	42
2.7 CRESCIMENTO DE CARGA ESTIMADO	44
3 METODOLOGIA PROPOSTA	46
3.1 CARACTERIZAÇÃO E PROJEÇÃO DE AUMENTO DA CARGA	47
3.2 CARACTERIZAÇÃO DO VE	49
3.2.1 Tipo de Veículo Elétrico	50
3.2.2 Levantamento e taxa de penetração dos Veículos Elétricos	50
3.2.3 Distância Média Percorrida e Horários de Chegada e Saída	50
3.2.4 Modelagem do VE	54
3.2.5 Estratégias e Critérios de Carregamento	55
3.2.6 Crescimento da Frota e Inserção de VE	56
3.3 SISTEMA DE CARREGAMENTO BASEADO EM ENERGIA FOTOVOLTAICA	57
3.3.1 Análise do Recurso Solar	58
3.3.2 Escolha da Configuração	60
3.3.3 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico	61
3.3.4 Dimensionamento do Inversor	62

3.3.5 Geração de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos.....	64
3.3.6 Degradação de Rendimento.....	64
3.4 BALANÇO DE ENERGIA	65
4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA - ESTUDO DE CASO	67
4.1 REGIÃO DE ANÁLISE E CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA ...	67
4.2 CENÁRIO BASE	69
4.3 CENÁRIO VE	76
4.4 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO LOCAL.....	80
4.4.1 Análise da Energia Solar Fotovoltaica (ESF).....	80
4.4.2 Seleção dos Equipamentos	84
4.4.3 Proposta de Sistema Fotovoltaico	85
4.4.4 Estimativa de Geração	86
4.5 BALANÇO DE ENERGIA	87
4.5.1 Cenário 1- Cenário Base.....	87
4.5.2- Cenário 2- Crescimento de Carga	88
4.5.3- Cenário 3- Crescimento Econômico	89
4.5.4- Cenário 4- Sistema Fotovoltaico de 79,2 kWp	90
5 CONCLUSÃO.....	91
REFERÊNCIAS	94
ANEXO A – Data sheet do módulo fotovoltaico.....	101
ANEXO B- Data sheet do inversor.	102
ANEXO C- Ligação física dos TCs, garras de referência de tensão e sensores do analisador.	103

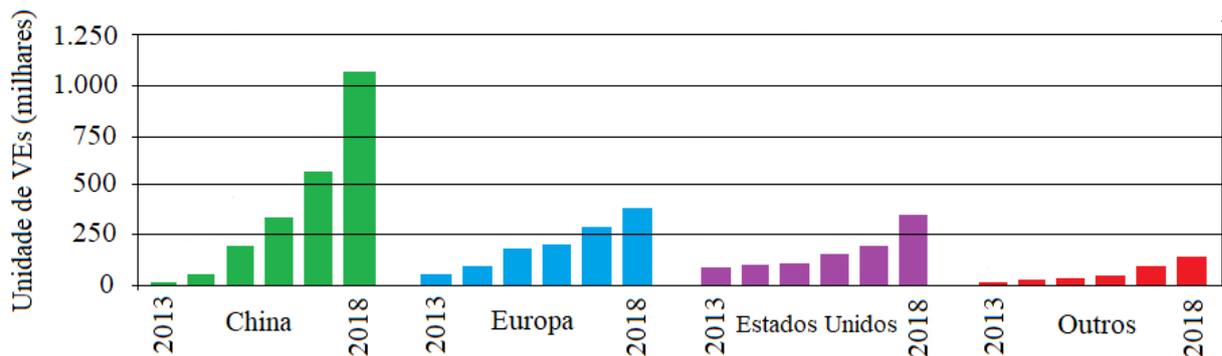
1 INTRODUÇÃO

Devido à progressiva integração de novas tecnologias desenvolvidas para enfrentar desafios políticos, sociais, ambientais, atendendo a demanda e o crescimento econômico, os sistemas elétricos encontram-se em constante evolução (ARIAS, 2019). Em relação aos desafios ambientais, a mudança climática apresenta uma crescente preocupação global, dando um importante passo à criação de medidas políticas de proteção ambiental (BURKELEY; PATERSON; STRIPPLE, 2016). Em 2015, na Conferência do Clima (COP-21) realizada em Paris, foi assinado um acordo visando frear as emissões de gases do efeito estufa (principal causa da mudança climática). Países europeus como Alemanha, Itália, França e Inglaterra, e americanos como Canadá, Estados Unidos e Brasil, têm estabelecido a redução das emissões como um dos principais objetivos para o conjunto de políticas globais visando o cuidado com o meio ambiente.

No setor de transportes, o retorno dos veículos elétricos (VEs) e a substituição dos modelos convencionais de motor à combustão interna (MCI) no cenário mundial pode contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa, desde que a energia utilizada para a recarga das baterias seja proveniente de fontes renováveis (PEREIRA JUNIOR, 2011).

A mobilidade elétrica está se expandindo rapidamente. Em 2018, a frota global de VEs ultrapassou 5,1 milhões, um aumento de 2 milhões em relação ao ano anterior e quase dobrando o número de novas vendas de VEs, conforme apresenta a Figura 1:

Figura 1 – Unidades de VEs em milhares, 2013-2018.

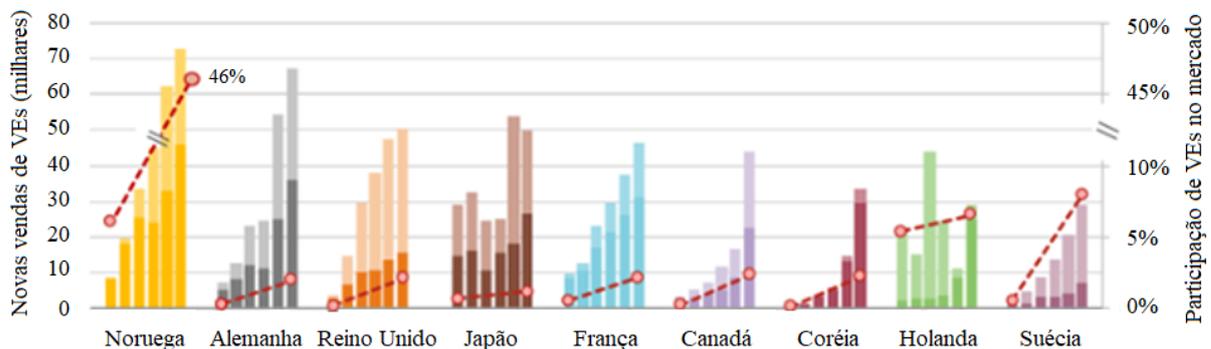


Fonte: IEA (2019).

*Legenda: A Europa inclui Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Chipre, Croácia, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Letônia, Liechtenstein, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Noruega, Polónia, Portugal, Romênia, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido e República Tcheca. Outros incluem África do Sul, Austrália, Brasil, Chile, Coréia, Índia, Japão, Malásia, México, Nova Zelândia e Tailândia.

A China continua sendo o maior mercado de VEs no mundo, com 1,1 milhão de carros vendidos em 2018 e, com 2,3 milhões de unidades, foi responsável por quase metade do estoque global de VEs. A Europa seguiu com 1,2 milhão de VEs e os Estados Unidos com 1,1 milhão até o final de 2018, com um crescimento de 385.000 e 361.000 em relação ao ano anterior. A Figura 2 apresenta as novas vendas de VEs e a participação de mercado por países de 2013 a 2018:

Figura 2 - Novas vendas de VEs e participação de mercado por países de 2013 a 2018.



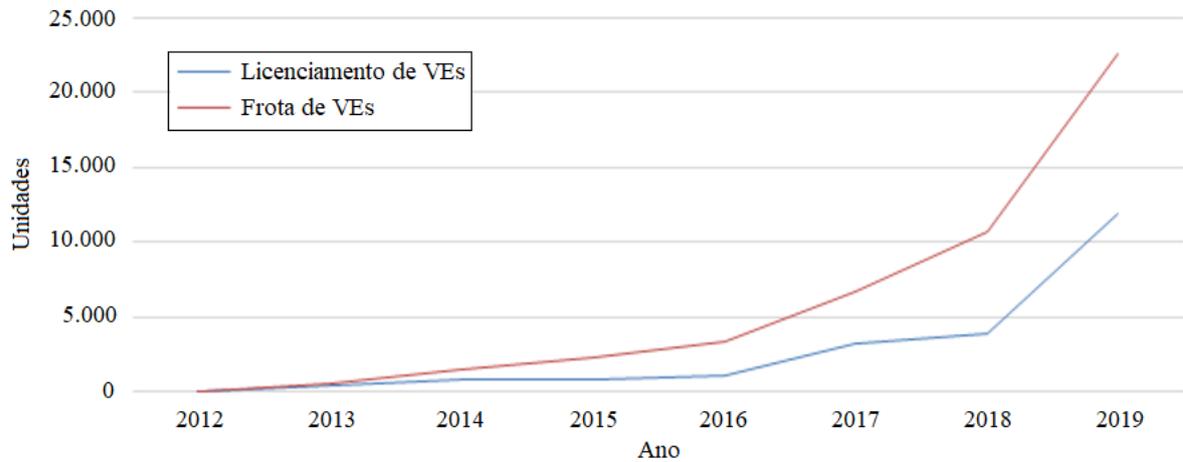
Fonte: IEA (2019).

A Noruega é a líder mundial em termos de participação de VEs no mercado com 46 % de suas novas vendas de VEs em 2018, mais do que o dobro da segunda maior participação de mercado na Islândia (17 %) e seis vezes maior que a terceira maior, a Suécia (8 %) (IEA, 2019). A curva de penetração dos VEs apresenta uma tendência crescente ao longo dos anos e estima-se uma penetração de 190 milhões de VEs em 2035 e de 320 milhões em 2040 no mundo inteiro (BP, 2018).

No Brasil, a quantidade de VEs ainda não é expressiva, porém, assim como aconteceu com a energia solar fotovoltaica, é questão de tempo para haver um crescimento exponencial. No país, tem-se adotado políticas urbanas e ambientais concentradas na diminuição do consumo de combustíveis líquidos e, como consequência, a redução das emissões de gases de efeito estufa (10,1 % até o fim de 2028, segundo Lindner *et al.*, 2018), incentivando investimentos em transportes em massa e definindo os ritmos de incorporação das tecnologias mais avançadas em veículos leves e pesados.

No contexto do mercado nacional, os VEs ainda estão longe de serem utilizados como principal meio de transporte devido ao alto custo das baterias (um terço do custo total do VE), ausência de infraestrutura de carregamento e alto investimento inicial. A Figura 3 demonstra a evolução dos licenciamentos e da frota de veículos elétricos leves no Brasil de 2012 a 2019:

Figura 3 - Licenciamento e frota de veículos elétricos no Brasil.

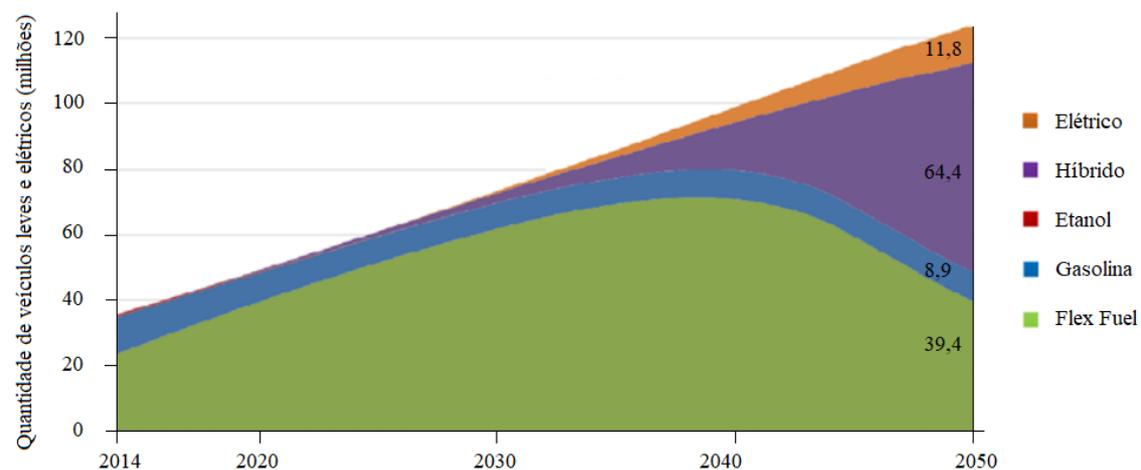


Fonte: ANFAVEA (2020).

A partir de 2016, a curva que representa a frota de VEs apresenta um crescimento acentuado, chegando a 11.858 unidades licenciadas em 2019 e uma frota total de 22.524 VEs. Porém, a participação dos VEBs e VEHPs nas novas vendas de veículos brasileiros, em 2019, representou apenas 0,4 %, percentual ainda baixo quando comparado com países como Noruega, Islândia e Noruega, em que a participação desses veículos no mercado é, respectivamente, 46 %, 17 % e 8 % (IEA, 2019).

Mesmo o Brasil não possuindo uma frota significativa de VEs, é um desafio para os pesquisadores avaliar os impactos elétricos que podem ser gerados nas redes de distribuição ao longo dos anos. A Figura 4 ilustra a previsão de utilização de combustíveis e de eletricidade para abastecimento da frota veicular leve no Brasil:

Figura 4 - Previsão da utilização de combustíveis e de eletricidade para abastecimento da frota veicular leve no Brasil.



Fonte: EPE (2016).

Conforme observa-se na Figura 4, estima-se que a frota nacional de veículos leves (exclui comerciais leves a diesel) e elétricos deverá atingir 125 milhões de unidades em 2050. Os veículos híbridos representarão 64,4 % desta frota e os VEs 11,8 %, totalizando, respectivamente, 64,4 e 11,8 milhões de unidades (EPE, 2016).

Em 2019, a Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL aprovou 30 propostas do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D nº 22: “Desenvolvimento de Solução em Mobilidade Elétrica Eficiente”. A chamada tem como objetivo receber projetos para soluções em mobilidade elétrica, seja por meio de modelos de negócios, equipamentos, tecnologias, serviços, sistemas e infraestruturas para suporte e desenvolvimento e à operação dos VEs ou híbridos *plug-in*, a bateria ou célula de combustível (ANEEL, 2020).

O Projeto Eletroposto Celesc, é um projeto com a iniciativa da Celesc Distribuição S.A., dentro do programa de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL, para estudar o carregamento de veículos elétricos, seus impactos na rede de distribuição e a forma de inserção dos eletropostos de carregamento no mercado nacional. A operação-piloto, desenvolvida pela Fundação CERTI, irá contar com eletropostos prontos para utilização dos usuários de VEs de forma simples e interativa. Além da contribuição do projeto para o meio científico nacional, a implantação dos eletropostos é um incentivo à inserção de VEs na frota brasileira, estimulando a modernização e a sustentabilidade na indústria automobilística e o aumento da eficiência dos meios de transportes (CELESC, 2020).

Com o crescimento acelerado da quantidade de VEs no mundo inteiro, é clara a necessidade de disponibilizar estações de recarga. Segundo González *et al.*, (2019), a principal função das estações de recarga para VEs é fornecer e controlar a energia que é transferida para a bateria do veículo. As estações de recarga tem uma participação crítica no desenvolvimento dos VEs, sendo no seu uso diário ou na sua interação com a rede elétrica (SBORDONE *et al.*, 2014). Essas estações devem satisfazer os requerimentos de energia por parte dos usuários de VEs, proporcionando segurança aos usuários na hora da aquisição de um VE e, além disso, incentivando ainda mais o seu uso (QUEROL, 2016; WANG *et al.*, 2013). Segundo Zhang *et al.*, (2018), uma das principais barreiras para a disseminação do uso de VEs é a falta de estações de recarga pública.

Os VEs são caracterizados pela utilização de um motor elétrico (ME) no lugar do motor de combustão interna (MCI), como nos veículos convencionais. A alimentação do ME é realizada pela energia armazenada em um banco de baterias, que pode ser recarregado no acoplamento com uma tomada elétrica comum, residencial, comercial ou industrial, e também pela energia gerada no sistema de recuperação de energia cinética do veículo.

Os maiores desafios a serem superados para a adoção dos VEs em larga escala, como já mencionado, estão relacionadas à autonomia dos veículos elétricos, que tende a ser ultrapassado nos próximos anos devido às inovações da tecnologia. Os preços dos veículos estão diretamente relacionados ao preço das baterias, fato que pode ser reduzido com a produção em massa e também com incentivos governamentais, como a redução de impostos (SIMON, 2013).

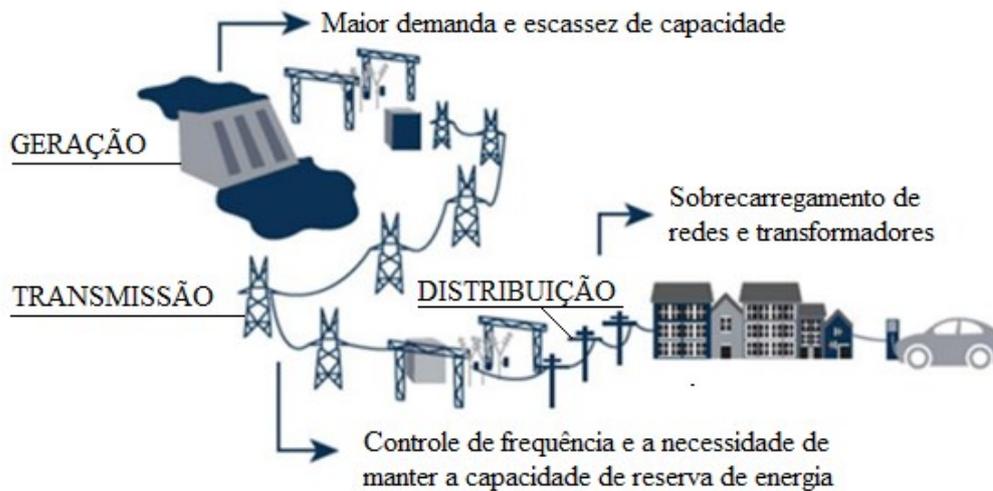
Diante desse panorama, é importante frisar que a adoção dos VEs pode representar algum risco para os sistemas elétricos de distribuição, uma vez que esses sistemas não foram projetados para fornecer parte de sua energia para o setor de transportes. As baterias dos VEs, geralmente, são recarregadas durante as noites após o retorno dos veículos às residências, motivo pelo qual pode representar sobrecarga nos sistemas elétricos, o que demandaria, assim, investimentos das concessionárias para suprir este novo tipo de carga (SIMON, 2013).

Com a adequação do planejamento energético frente ao uso crescente de VEs durante os próximos anos, Velloso (2010) sugere que se leve em consideração o aumento da geração de energia elétrica e também pesquisas sobre a administração de redes frente às necessidades do sistema de transporte.

Mesmo sendo preciso apenas uma pequena quantidade de energia elétrica para a recarga das baterias dos VEs em relação à carga total do sistema, essa quantia poderá acarretar grandes impactos tanto na infraestrutura de transmissão quanto na de distribuição. O impacto é relevante devido à tendência que os motoristas terão de recarregar suas baterias durante as primeiras horas da noite, como ressaltado por Simon (2013). Esse comportamento requer atenção por parte das distribuidoras de energia elétrica, demandando até uma antecipação de investimentos nas redes de distribuição (IEA, 2012).

Considerando um aumento do número de VEs no Brasil, o estudo de um futuro impacto no sistema elétrico de potência se torna imprescindível. Conforme os padrões de utilização dos VEs, já são investigadas diferentes consequências para a qualidade do fornecimento de energia elétrica, as quais podem ocorrer em diferentes níveis do sistema, conforme mostra a Figura 5. Diferentes áreas dos sistemas podem ser afetadas pela inserção, depende de quando, onde e de quanta energia é demandada pela infraestrutura de carregamento (SAUSEN, 2017):

Figura 5 - Sistema elétrico de potência e a inserção de VEs.



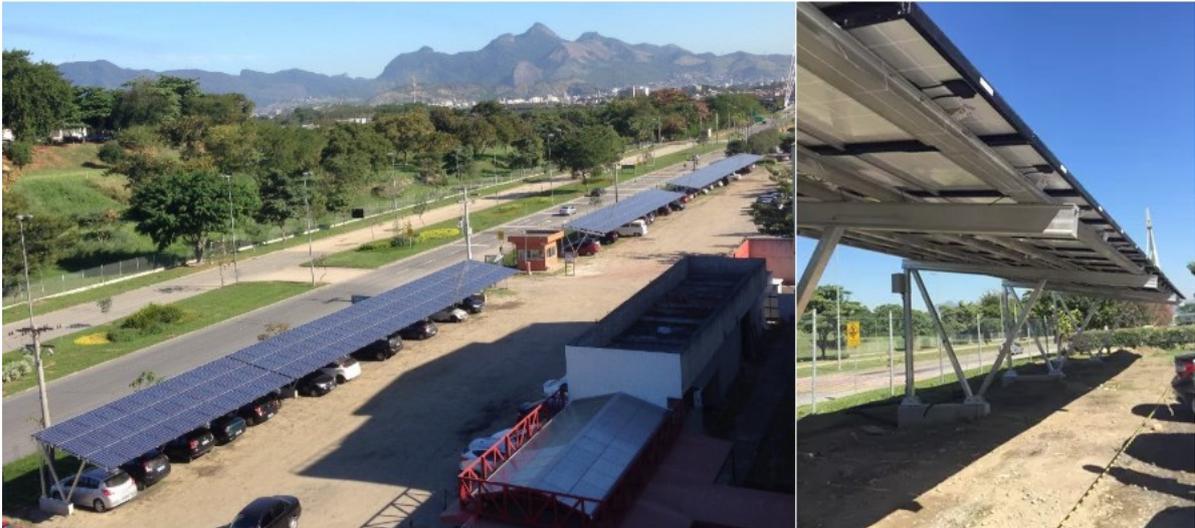
Fonte: SAUSEN (2017).

Conforme a Figura 5, a inserção dos VEs poderá causar diversos efeitos em vários níveis do sistema elétrico. No nível de geração, a maior demanda e escassez de capacidade pode elevar os preços. No nível de transmissão, o estresse no sistema durante o período de ponta requer maior quantidade de serviços, tais como o controle de frequência e a necessidade de se manter uma capacidade de reserva de energia.

Já no nível de distribuição, a inserção dos VEs poderá sobrecarregar as redes e os transformadores, resultando em quedas de tensão e na necessidade de investimentos. Segundo o IEA (2017), o impacto do carregamento de VEs será percebido, inicialmente, em pontos locais da rede de distribuição, originando investimentos por parte das distribuidoras em redes e transformadores.

Uma das alternativas para auxiliar na diminuição dos efeitos ocasionados pelo carregamento dos VEs é a implantação de um sistema de geração distribuída, em especial, a energia solar fotovoltaica. Com a implementação de sistemas fotovoltaicos em estacionamentos corporativos, surge a possibilidade de se carregar os VEs em horário comercial, quando há uma maior produção de energia solar fotovoltaica no período. A Figura 6 apresenta o estacionamento com módulos fotovoltaicos na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) inaugurado em 2015:

Figura 6 - Estacionamento com módulos fotovoltaicos na UFRJ.



Fonte: FUNDO VERDE, 2019.

O estacionamento da UFRJ, localizado no câmpus da Ilha do Fundão, tem capacidade para 65 automóveis, ocupando uma área de 651,64 m². O sistema tem potência nominal de até 99 kW_p, com um total de 414 módulos fotovoltaicos que são capazes de gerar, aproximadamente, 138 MWh por ano (FUNDO VERDE, 2019).

1.1 JUSTIFICATIVA

Para a rede elétrica de distribuição, o VE é considerado uma carga móvel com características que podem ser positivas ou negativas para a operação da rede. Essas características irão depender das diretrizes e dos incentivos adotados em sua utilização, por exemplo, a adoção de tarifas horosazonais que podem auxiliar a concessionária a deslocar a demanda de ponta do sistema para horários com menos consumo.

Caso as recargas dos VEs sejam realizadas de forma descontrolada e sem planejamento, podem trazer impactos negativos para os sistemas de distribuição, aumentando ainda mais a demanda por energia elétrica nos horários de ponta, acarretando, conseqüentemente, maiores investimentos para as concessionárias de energia elétrica.

Neste sentido, a possibilidade de utilizar geração distribuída explorando fontes como a eólica e a solar, para recarga dos VEs, representa uma alternativa sustentável, uma vez que essas fontes compõem a matriz de energia renovável. A geração distribuída também agrega em termos de eficiência energética, uma vez que reduz as perdas no sistema elétrico e abre caminho e possibilidades para as *Smart Grid* (Redes Inteligentes).

1.2 OBJETIVOS

Diante dos diversos aspectos apresentados até aqui, o objetivo principal deste trabalho é propor uma metodologia para o dimensionamento do sistema de carregamento de veículos elétricos, em um estacionamento corporativo e com geração fotovoltaica integrada. Para que isso seja possível, é necessário alcançar os objetivos específicos descritos a seguir:

- Realizar o levantamento da radiação solar através da coleta de dados no Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA) da UFSC e da demanda energética do local de instalação com o auxílio de um analisador de energia instalado no quadro de distribuição;
- Aplicar a metodologia proposta por Colonetti *et al.* (2016) para determinar a probabilidade de carregamento de um grupo de veículos estacionados através do Método de Monte Carlo (MMC);
- Dimensionar um sistema de geração solar fotovoltaica que atenda a demanda da edificação e calcular a geração de energia elétrica desse sistema com os dados de irradiação solar coletados em 2018;
- Propor cenários de projeção até 2050 para observar o comportamento da integração do sistema fotovoltaico com o carregamento dos VEs junto ao consumo da edificação.

Deste modo, essa metodologia proposta será aplicada junto à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Campus Araranguá, localizada ao extremo sul de Santa Catarina.

1.3 PREMISSAS

Considera-se que a carga exigida pelo processo de carregamento é constante (4,0 kW monofásico) e que o sistema de carregamento possui uma eficiência de 89,4 % (SEARS *et al.*, 2014). Uma bateria de 12 kWh é assumida para os VEHPs, enquanto uma de 40 kWh é assumida para os VEBS e que todas possuem a mesma eficiência global de 5 km/kWh. Além disso, será utilizado um analisador de energia na entrada da instalação para a obtenção do consumo e da curva de carga. Considera-se que o valor medido pelo analisador seja de toda a instalação.

Os dados de irradiação solar do local serão coletados junto ao Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA), da UFSC, localizado no câmpus. Para a avaliação de cenários entre 2019 e 2050, considera-se que os valores de irradiação solar se mantenham constantes.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esse trabalho foi dividido em cinco capítulos, conforme elencamos a seguir:

- Capítulo 1: capítulo introdutório para contextualização do tema abordado, definição dos objetivos, além da motivação e justificativa da pesquisa;
- Capítulo 2: apresentação da revisão bibliográfica, abordagem de conceitos e tópicos sobre veículos elétricos, tecnologia das baterias, perfil de usuários, impactos do carregamento nas redes de distribuição e soluções para os impactos da recarga;
- Capítulo 3: capítulo destinado à metodologia proposta com a caracterização e projeção do aumento de carga, caracterização e modelagem da curva de carregamento do veículo elétrico, sistema de carregamento baseado em energia solar fotovoltaica e o balanço de energia;
- Capítulo 4: capítulo destinado à aplicação da metodologia e estudo de caso com cenário base, cenário VE e projeções de cenários até 2050;
- Capítulo 5: realiza as conclusões e as considerações finais da pesquisa.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesse capítulo serão descritos os conceitos relevantes para a fundamentação do presente trabalho. O capítulo foi dividido nos seguintes tópicos: Veículos Elétricos (VEs), Tecnologias da Baterias, Perfil dos Usuários, Impacto do Carregamento nas Redes de Distribuição; e Soluções para Impactos da Recarga.

Os Veículos Elétricos (VEs) são divididos em 3 tipos: Veículos Elétricos Híbridos (VEH), Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in* (VEHP) e o Veículo Elétrico à Bateria (VEB). Os VEHs são impulsionados por uma combinação de Motor Elétrico (ME) e Motor de Combustão Interna (MCI), em que a bateria é recarregada pelo MCI ou pelo sistema de frenagem. O VEHP possui as mesmas características do VEH, porém, é possível recarregar a bateria com uma fonte externa. Já o VEB não possui MCI e sua recarga é por fonte externa e pela frenagem.

As baterias utilizadas nos VEs possuem algumas características que as diferem umas das outras, como energia específica, ciclo de vida e eficiência energética. Também são mencionadas as características de recarga das baterias, juntamente com os tipos de carregadores utilizados.

Como a tecnologia VE ainda não está completamente difundida no Brasil, é necessário utilizar dados de outros países para determinar o perfil de usuários de VEs e os cenários de crescimento da tecnologia também são baseados em projeções. O crescimento dos VEs, aliado ao seu carregamento, pode trazer alguns impactos nas redes de distribuição de energia, uma vez que essa demanda não foi levada em consideração no projeto inicial.

Diante desses problemas apresentados pela inserção e carregamento dos VEs, são apresentadas algumas soluções para a minimização desses impactos, como a tarifação variável, a reconfiguração dinâmica das redes de distribuição e a utilização de geração distribuída como reforço de rede.

2.1 VEÍCULOS ELÉTRICOS

Um veículo elétrico (VE) é aquele que dispõe de um conjunto propulsor puramente elétrico, alimentado através de acumulares de carga recarregáveis, cuja energia é extraída exclusivamente de uma fonte externa ao veículo através da tecnologia de conexão com a rede (ABNT, 2013). Atualmente, no mercado automobilístico, há um leque de opções de VEs, porém, entre os mais difundidos comercialmente estão o *Nissan Leaf*, com baterias de 24, 30 e

40 kWh (AUTOEVOLUTION, 2019; NISSAN, 2019a), e o *Tesla*, com baterias de 50, 75 e até 100 kWh (AUTOEVOLUTION, 2019).

Os VEs são caracterizados pela utilização de um motor elétrico (ME) em vez de um motor de combustão interna (MCI) destinado à propulsão do automóvel. Há, ainda, modelos que utilizam uma combinação de motor elétrico com o MCI. Assim, os VEs podem ser divididos com base na taxa de hibridização do veículo e Yong *et al.* (2015) descrevem três tipos, a saber: VEH - Veículo Elétrico Híbrido; VEHP - Veículo Elétrico Híbrido *Plug-in*; VEB - Veículo Elétrico à Bateria. Apresenta-se suas características a seguir.

2.1.1 Veículos Elétricos Híbridos (VEH)

Os Veículos Elétricos Híbridos (VEHs) são impulsionados através de uma combinação de um MCI e de um ME. Esse tipo de veículo, geralmente, tem uma bateria de baixa capacidade, a qual é recarregada por um sistema de frenagem regenerativa ou pelo MCI e não pode ser recarregado pela rede de distribuição (YONG *et al.*, 2015). Há três configurações mais comuns de um MCI e de um ME em um VEH: Sério, Paralelo e Série-Paralelo.

No VEH Série, o fluxo de energia proveniente de duas fontes distintas possui somente um caminho e a transmissão é acoplada apenas ao ME. A bateria é conectada a um gerador que, por sua vez, é conectado ao MCI. O gerador recarrega a bateria sempre que o Estado de Carga (*State-of-Charge - SoC*) estiver baixo e a bateria também é recarregada pelo sistema de frenagem regenerativa (YONG *et al.*, 2015). O VEH Série tem a menor eficiência entre os VEs, cerca de 25%, sendo adequados aos padrões de direção “anda-e-para”, como em perímetros urbanos (TIE; TAN, 2013).

No VEH Paralelo há dois caminhos do fluxo de energia para a tração. A energia pode ser mecânica, através do MCI, ou elétrica, via bateria e ME, sendo que as duas fontes estão acopladas mecanicamente na transmissão do veículo e, simultaneamente, transmitem potência para girar as rodas (BARAN, 2012). É uma configuração de VEH ideal tanto para condução em autoestrada quanto em condução urbana e a sua eficiência global é cerca de 43 % (TIE; TAN, 2013).

O VEH também pode contemplar as duas configurações, combinando as vantagens da configuração série e paralelo, simultaneamente. Assim, é possível recarregar a bateria pelo MCI ao mesmo tempo que estiver fornecendo energia para a tração do veículo. A maioria dos VEH comerciais utiliza esta configuração pelo fato de permitirem que o MCI opere no ponto máximo através de estratégias de controle, fazendo com que se aumente a eficiência do sistema

(BARAN, 2012). Apesar de ter os benefícios de um VEH Série e de um VEH Paralelo, um VEH Série-Paralelo tem um projeto complicado e é mais caro do que os outros dois VEHs (YONG *et al.*, 2015).

2.1.2 Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in* (VEHP)

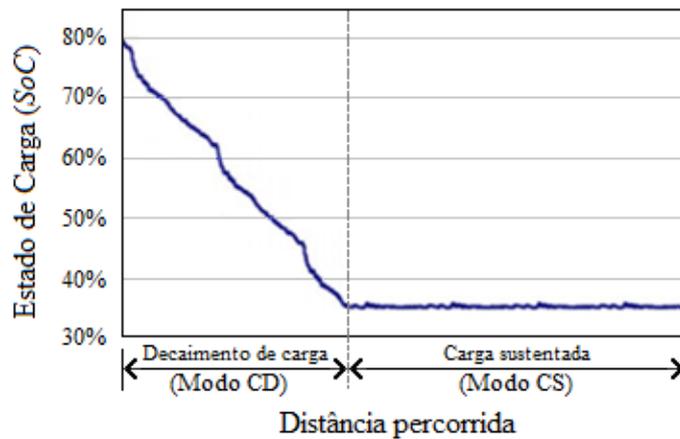
Os Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in* (VEHPs) são semelhantes aos VEHs, possuem um MCI e um ME, porém possuem um carregador conectado à sua bateria, o que permite que sejam recarregados com a energia da rede de distribuição. Além disso, as baterias dos VEHPs são maiores do que as dos VEHs, o que dá aos VEHPs uma faixa elétrica mais longa (YONG *et al.*, 2015). Assim, o proprietário do VEHP pode escolher entre a propulsão elétrica e a de combustão interna. Para maximizar a eficiência do VE, o ME pode ser escolhido para impulsionar o veículo em viagens de curta distância e em perímetros urbanos (TIE; TAN, 2013).

Assim como os VEHs, os VEHPs também são divididos em três tipos: Série, Paralelo e Série-Paralelo, cujas características de cada um são semelhantes aos VEHs. Os VEHPs podem operar em vários modos de gerenciamento de energia e esses modos definem como o veículo controla a fonte de energia que tracionará o VEHP, visando o melhor desempenho e o menor impacto ambiental (BRADLEY; FRANK, 2009). A seguir serão descritos os principais modos:

- Modo Carga Sustentada (*Charge Sustaining Mode – CS*): o Estado de Carga (*State-of-Charge - SoC*) da bateria é controlado para permanecer dentro de uma faixa de operação. Os veículos híbridos convencionais costumam operar a maior parte do tempo neste modo e o MCI é responsável pela propulsão do veículo mantendo a meta do *SoC* da bateria;
- Modo Decaimento de Carga (*Charge Depleting Mode – CD*): modo de operação no qual o *SoC* vai diminuindo durante a operação do veículo, pois uma parte da energia é fornecida pela bateria;
- Modo Veículo Elétrico (*Electric Vehicle Mode*): o VEHP opera somente com o ME, sem a intervenção do MCI. Neste modo de operação, o funcionamento do VEHP corresponde a um Veículo Elétrico à Bateria (VEB), em que a principal fonte de energia está armazenada na bateria;
- Modo Motor de Combustão Interna (*Engine Only Mode*): o sistema de tração elétrica não fornece potência ao veículo. Neste modo, o VEHP funciona como um veículo de MCI tradicional.

O controle da alternância entre os modos de gerenciamento de energia é realizado automaticamente e depende do estado de carga da bateria, da velocidade do veículo, da temperatura da bateria, da temperatura ambiente, do torque e da velocidade de rotação do motor (EPRI, 2001). O funcionamento do modo de gerenciamento de energia em função do estado de carga da bateria de um VEHP é demonstrado na Figura 7:

Figura 7 - Estado de carga da bateria (SoC) em função da distância percorrida de um VEHP.



Fonte: SHIAU *et al.* (2009).

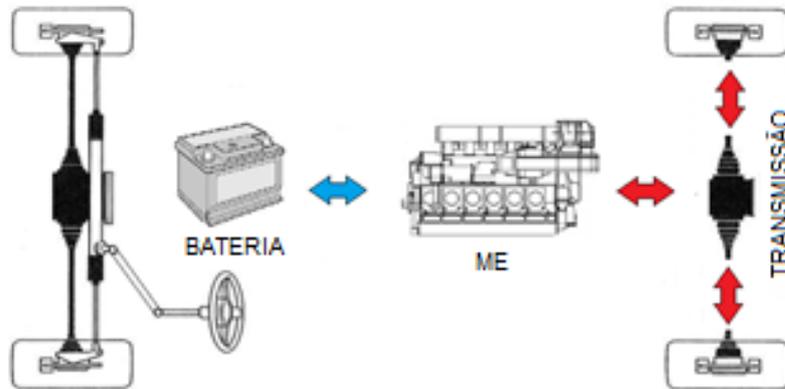
No Modo CD, o VEHP percorre uma determinada distância com o ME e o MCI ligados ao mesmo tempo. A energia armazenada nas baterias é utilizada para movimentar o ME, porém, quando o estado de carga da bateria atinge um valor limite de 35 %, o ME é desligado e o veículo funciona apenas com o MCI no Modo CD, operando entre a faixa de 30-40 % (SHIAU *et al.*, 2009).

2.1.3 Veículos Elétricos à Bateria (VEB)

Os Veículos Elétricos à Bateria (VEB) são veículos puramente elétricos que são propulsionados apenas por um ME, portanto, não possuem um MCI. Como é um veículo totalmente elétrico, o VEB é restrito a curtos trajetos e direções da cidade (YONG *et al.*, 2015).

Eles são compostos, basicamente, de ME com controlador eletrônico e baterias. A bateria de um VEB é recarregada, majoritariamente, por uma fonte externa ao veículo através da energia da rede de distribuição e também no reaproveitamento da energia cinética gerada durante a frenagem ou desaceleração do veículo quando o ME opera como gerador (ARIOLI, 2016). A Figura 8 apresenta a configuração básica deste tipo de VE:

Figura 8 - Configuração básica de um VEB.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os VEBs podem ser recarregados da forma convencional em uma tomada típica residencial, comercial ou industrial, porém, se for desejada uma recarga rápida, será necessária uma infraestrutura elétrica diferenciada. Essa infraestrutura é essencial, pois no carregamento rápido são exigidas correntes elevadas relacionadas à grande potência requerida que excedem a capacidade elétrica das tomadas convencionais, exigindo, também, conexões adequadas para esse tipo de carregamento.

2.2 TECNOLOGIAS DE BATERIAS

O dispositivo mais utilizado para armazenamento de energia em VEs é a bateria, um dos seus principais componentes (TIE; TAN, 2013). Os diferentes tipos de VEs presentes no mercado operam utilizando baterias recarregáveis com diferentes capacidades, as quais definem, em parte, a autonomia dos VEs. Espera-se que quanto maior for a capacidade da bateria, maior será a autonomia do VE, porém, a bateria é um dos componentes mais caros, representando um terço do seu custo total, tornando-se uma das principais barreiras para a adoção desses veículos (ARIAS, 2019).

A bateria é um dispositivo que permite o armazenamento de energia. As principais tecnologias de baterias utilizadas em VEs são as de hidreto metálico de níquel (NiMH), íons de lítio (Li-Íon), chumbo ácido e sódio-cloreto de níquel (Na-NiCl₂) e cada tecnologia dessas tem diferentes vantagens, principalmente, em relação ao seu tempo de duração (MAHMOUDZADEH ANDWARI *et al.*, 2017).

A maioria dos VEs utiliza as baterias de íons de lítio em uma combinação entre as tecnologias para melhor aproveitamento das principais características (CHIKKANNANAVAR *et al.*, 2014). Graças aos avanços tecnológicos nos últimos anos, tem sido observada uma

redução nos custos das baterias e espera-se que os valores continuem diminuindo (BERCKMANS *et al.*, 2017). Essa redução nos custos permitiria o uso de baterias de maior capacidade, resultando em um aumento da autonomia dos VEs e melhorando o panorama para a adoção dos VEs. A Tabela 1 apresenta as principais características das baterias mais comuns utilizadas em VEs:

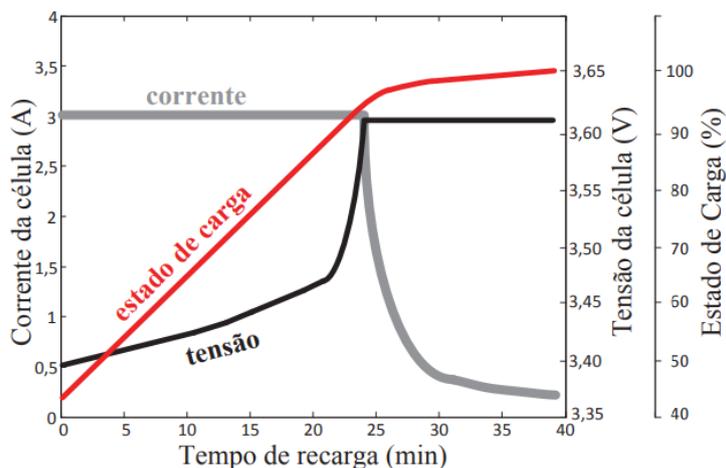
Tabela 1 - Características das baterias mais utilizadas em VEHPs e VEBs.

Tipos de Baterias	Energia Específica (Wh/kg)	Ciclo de Vida	Eficiência Energética (%)
Bateria de Chumbo-Ácido	35	1000	>80
Bateria de Níquel			
Níquel-Ferro	50 - 60	2000	75
Níquel-Zinco	75	300	76
Níquel- Cádmio	50 - 80	2000	75
Níquel- Hidreto Metálico	70 - 95	>3000	70
Bateria de Lítio			
Sulfeto de Lítio- Ferro	150	1000	80
Fosfato de Lítio- Ferro	120	>2000	-
Polímero de Lítio- Ferro	130 - 225	>1200	-
Íon de Lítio	118 - 250	2000	>95
Titanato de Lítio	80 - 100	18000	-

Fonte: Tie e Tan (2013).

As condições em que os VEs recarregam são fatores extremamente importantes pelo impacto na adequação de um sistema elétrico, pois essas condições refletem em quanto de energia os VEs necessitam da rede de distribuição e em quanto tempo estão conectados a ela (YILMAR; KERIN, 2013). O processo de recarga das células de baterias ocorre, geralmente, em duas etapas, como apresenta a Figura 9:

Figura 9 - Características de recarga de célula de bateria.



Fonte: RODRIGUES *et al.* (2014).

A primeira etapa do processo é caracterizada por uma corrente constante e uma tensão com crescimento exponencial, que corresponde a, aproximadamente, 62 % do tempo de recarga. Os outros 38 % restantes correspondem à segunda etapa do tempo de carregamento e apresentam uma tensão constante e uma corrente com características semelhantes a uma função logarítmica em decrescimento.

O Estado de Carga (*State of Charge - SoC*) em porcentagem (%) é um dos principais fatores que determinam o tempo total necessário para a recarga completa da bateria do VE. O *SoC* é caracterizado por uma função que compreende a distância percorrida, o perfil de aceleração e frenagem, potência do conjunto propulsor do VE e também as características topográficas do caminho percorrido (PAPADOPOULOS *et al.*, 2010).

As baterias são recarregadas através de um carregador. O carregador das baterias é o equipamento responsável por retificar a corrente alternada (CA) da rede de distribuição para a corrente contínua (CC) em níveis adequados para recarregar as baterias (YONG *et al.*, 2015). Os carregadores são divididos em *on-board* e *off-board* e também em unidirecional ou bidirecional de acordo com o fluxo de energia (YILMAZ; KERIN, 2013).

De acordo com a ABNT (2013), o carregador *on-board*, ou de bordo, é localizado no VE e permite que a bateria seja recarregada diretamente em qualquer fonte de alimentação adequada e a maioria dos VEBs possui um carregador *on-board* monofásico. Já o carregador *off-board*, ou externo, é menos comum e usado, principalmente, em estações de carregamento rápido, nas quais os VEs podem se conectar diretamente à saída de energia CC do carregador.

Além disso, os carregadores podem ser unidirecionais ou bidirecionais. O unidirecional carrega somente a bateria, enquanto o bidirecional, também conhecido como V2G, pode recarregar a bateria e também injetar energia de volta à rede (YILMAZ; KERIN, 2013).

2.3 ESTAÇÕES DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

A principal função das *Electric Vehicle Charging Station (EVCS)*, ou estações de recarga de veículos elétricos, é fornecer e controlar a energia que é transferida para a bateria do VE (GONZÁVEL *et al.*, 2019).

De acordo com Sbordone *et al.*, (2014), uma estação de recarga deve possuir a habilidade de carregar a bateria de um VE rapidamente, detectar o *SoC* da bateria e se adaptar aos diferentes modelos de veículos e baterias, em qualquer caso, o tempo de carregamento deve se adequar com as características da bateria do VE a fim de garantir uma recarga ideal,

prolongando a vida útil da bateria. A configuração de uma EVCS pode variar dependendo do país, sendo baseado em fatores como: frequência, tensão, conexão da rede elétrica e padrões pré-estabelecidos. O principal parâmetro que influencia no tempo de recarga, no custo, no efeito na rede e no equipamento, é o nível de energia do carregador.

Um dos aspectos importantes na utilização dos VEs é o carregamento de suas baterias. Segundo Lokesh e Min (2017), o tempo de carregamento da bateria depende do tipo de EVCS que é utilizada e também do *SoC* da bateria.

As EVCS podem ser separadas em grupos levando em consideração diferentes modos. De acordo com González *et al.*, (2019), a classificação tem como base os níveis de energia das EVCS juntamente com o tempo necessário para recarga, definindo em três categorias:

- Nível 1: é mais utilizado em residências com uma tensão de até 120 V e potência de 3,7 kW. Nesse tipo de EVCS o carregamento do VE demora um tempo maior, entre 6 a 24 horas. A conversão de energia é realizada pelo conversor do VE;
- Nível 2: possui tensão entre 208 e 240 V, com potência de 3,7 kW até 22 kW e uma corrente que pode chegar à 32 A. O tempo de carregamento por ser menor que 6 horas dependendo do *SoC* atual da bateria. A conversão elétrica também deve ser realizada pelo conversor do VE;
- Nível 3: são chamados de *fast chargers* ou recarga rápida, a faixa de potência máxima que esse tipo de EVCS consegue suportar é de 50 kW até 240 kW com uma corrente elétrica chegando até 400 A. Neste nível, as EVCS são responsáveis por fazer a conversão entre a corrente alternada e corrente contínua, com a tensão podendo chegar a 600 V.

Outros autores também classificam as EVSE em três níveis de carregamento para os VEs e a Tabela 2, apresenta as características de cada nível:

Tabela 2 - Níveis de carregamento para os VEs.

Tipos de nível de potência	Tipo do carregador	Uso típico	Interface de fornecimento de energia	Nível de potência esperada
Nível 1 120 V _{CA} (EUA) 230 V _{CA} (EU)	<i>On-board</i> Monofásico	Carregamento em casa ou no trabalho.	Tomada comum.	1,4 kW (12 A) 1,9 kW (20 A)
Nível 2 240 V _{CA} (EUA) 400 V _{CA} (EU)	<i>On-board</i> Monofásico ou trifásico	Carregamento em <i>shopping</i> ou supermercados.	Fornecimento com equipamento dedicado ao VE.	4 kW (17 A) 8 kW (32 A) 19,2 kW (80 A)
Nível 3 208 – 600 V _{CA} ou V _{CC}	<i>Off-board</i> Trifásico	Uso comercial, análogo a um posto de gasolina.	Fornecimento com equipamento dedicado ao VE.	50 kW 80 kW

Fonte: Adaptado de YONG *et al.* (2015) e YILMAR; KERIN (2013).

De acordo com Yilmaz e Kerin (2013), o carregamento de Nível 2 é o tipo de carregamento mais difundido em estações de recarga privadas e públicas e, conseqüentemente, é o tipo de carregamento mais utilizado entre os proprietários de VEs. A Tabela 3 mostra as características de carregamento de alguns VEs para cada nível de carregamento:

Tabela 3 - Características de carregamento de alguns VEs.

		Nível 1		Nível 2		Nível 3	
		Potência	Tempo de Recarga	Potência	Tempo de Recarga	Potência	Tempo de Recarga
Toyota Prius VEHP (2012)	Lí-ion 4,4 kWh	1,4 kW (120 V)	3 h	3,8 kW (240 V)	2,5 h	N/A	N/A
Chevrolet Volt VEHP	Lí-ion 16 kWh	0,96- 1,4 kW	5 – 8 h	3,8 kW	2 – 3 h	N/A	N/A
Mitsubishi i-MiEV	Lí-ion 16 kWh	1,5 kW	7 h	3 kW	14 h	50 kW	30 min
Nissan Leaf	Lí-ion 24 kWh	1,8 kW	12 – 16 h	3,3 kW	6 – 8 h	+50 kW	15 – 30 min
Tesla Roadster EV	Lí-ion 53 kWh	1,8 kW	+30 h	9,6 – 16,8 kW	4 – 12 h	N/A	N/A

Fonte: Adaptado de YILMAZ; KERIN, 2013.

O *Toyota Prius* VEHP (2012) com bateria de Lí-ion de 4,4 kWh apresenta tempo de recarga semelhante para o Nível 1 de 3 horas e para o Nível 2 de 2,5 horas, com potência de 1,4 kW para tensão de 120 V e 3,8 kW para tensão de 240 V, respectivamente. O tempo de recarga da bateria de 24 kWh do *Nissan Leaf* é de 12 a 16 horas no Nível 1 e de 6 a 8 horas no Nível 2. Esse tipo de VE também possui a opção de carregamento do Nível 3, a recarga rápida dura de 15 a 30 minutos, porém exige da rede uma potência de 50 kW.

Um nível de potência maior implica em um menor tempo de carregamento, mais um maior custo do equipamento, geralmente um carregamento no Nível 1 pode ser obtido em uma estação de recarga comum, já para o Nível 2 ou 3 são necessárias estações de recarga dedicada (YILMAZ; KERIN, 2013).

2.4 PERFIL DE USUÁRIOS

O planejamento e o desenvolvimento urbano necessitam de algumas diretrizes e uma delas é o estudo governamental sobre o padrão de mobilidades dos motoristas. Algumas localidades dispõem desses estudos, ao exemplo do censo de mobilidade americano *National Household Travel Survey* (NHTS).

No Brasil, ainda há poucos dados disponíveis sobre o perfil de usuários de VEs e seu comportamento durante a recarga, visto que a tecnologia ainda não está completamente difusa.

Além disso, são necessárias duas informações básicas para poder fazer uma estimativa do perfil do usuário: horário de conexão à rede para recarga e distância média percorrida. A primeira informação é necessária para estimar o momento inicial em que a energia é solicitada ao sistema elétrico e com a segunda é possível estimar a quantidade de energia que será necessária para recarregar a bateria do VE. A partir dessas observações, é praticável acreditar em um cenário de demanda energética que representa a curva de consumo do ambiente corporativo em função do tempo durante a recarga dos VEs (SAUSEN, 2017).

Há poucos estudos determinísticos sobre mobilidade urbana brasileira. Simon (2013) propõe uma análise por região do mercado de combustíveis a partir da faixa de renda mensal disponibilizada pelo censo demográfico do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), com o propósito de estimar a distância média percorrida diariamente.

Borba (2008) destaca as diferenças de cada região do Brasil e apresenta diferentes características que impactam na distância percorrida pelos veículos, tais como: perfil do proprietário do automóvel, a quantidade de rodovias, as condições de uso das vias entre outros fatores. Em busca da redução das discrepâncias regionais de distância média percorrida, o autor propõe o cálculo da quilometragem média anual dos veículos leves de maneira indireta a partir de dados de consumo energético do setor de transportes.

Para Kooroshy *et al.* (2016), as vendas de VEBs e de VEHPs atingirão 8 milhões de VEs por ano no mundo até 2025. A PWC (2016) previa que o número de VEBs fabricados anualmente na Europa e nos países membros da Associação Europeia de Livre Comércio (EFTA) será de 2.229.000 veículos até 2021.

Hasset *et al.* (2011), por sua vez, previram o número de vendas de VEs em países europeus para diferentes cenários de integração e a Tabela 4 apresenta os resultados:

Tabela 4 - Venda de VEs em alguns países europeus em milhares.

	Cenário 1			Cenário 2			Cenário 3		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Alemanha	127	253	495	262	613	889	541	1207	1666
Reino Unido	84	166	325	172	403	584	356	793	1094
Espanha	42	83	163	86	202	293	179	398	550
Portugal	7	15	29	15	36	52	31	70	97
Grécia	10	21	41	22	50	73	45	99	137

Fonte: Adaptado de Hasset *et al.*, 2011.

Segundo Hasset *et al.*, (2011), o Cenário 1 é o cenário mais provável de acontecer. O Cenário 2 é o mais adequado para o planejamento do sistema elétrico e o Cenário 3 é o cenário de limite superior. Além disso, os autores também estimaram o número de VEs em Portugal nos cenários de integração em 2020 e 2030, os quais são mostrados na Tabela 5:

Tabela 5 - Quantidade de VEs em Portugal para diferentes cenários de integração.

	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	VEs	(%)	VEs	(%)	VEs	(%)
VEB	36.480	20	115.662	30	362.904	48
VEHP	145.920	80	273.713	70	396.282	52
TOTAL	182.400	100	389.375	100	759.186	100

Fonte: Adaptado de Hasset *et al.*, 2011.

No Cenário 1, o cenário mais provável, os VEBs terão participação de 20 %, enquanto os VEHP de 80 %. Para o Cenário 2, a participação dos VEBs aumenta para 30 % e a dos VEHPs cai para 70 % em relação ao Cenário 1. O Cenário 3 é o mais equilibrado entre os VEBs e VEHPs, com participação de 48 % e 52 %, respectivamente.

2.5 IMPACTO DO CARREGAMENTO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O incremento da demanda convencional associado à carga dos VEs pode provocar impactos prejudiciais para os sistemas de distribuição dado que o consumo de potência de um VE em algumas horas do dia pode ser mais que o dobro do consumo de potência de uma residência no mesmo horário (QUIRÓS-TORTÓS *et al.*, 2015).

Alguns trabalhos têm apresentado os impactos negativos com a integração de VEs nos sistemas de distribuição de energia elétrica. São problemas na operação da rede, tais como a elevação dos picos de carga, operação fora dos limites técnicos aceitáveis, incremento das perdas de energia, além dos riscos de piorar a qualidade do serviço e sofrer penalidades impostas pelas entidades reguladoras (DUBEY; SANTOSO, 2015; VELDMAN; VERZILBERGH, 2015; XIONG *et al.*, 2015). Em alguns países como a Noruega, onde há uma alta penetração de VEs, se tem enfrentado problemas na operação da rede, nos quais esse número é tão grande que as redes de distribuição não conseguem satisfazer os níveis de demanda (BERGGREEN, 2017).

Liu *et al.*, (2015) investigaram o impacto da integração do VEHP em um Sistema de Teste *Roy Billinton* (RBTS) com capacidade de geração instalada de 240 MW e carga de pico

de 185 MW. Os autores utilizaram um modelo sequencial de Monte Carlo para analisar o impacto dos VEHP em um cenário base com 7.500 VEHPs. Desses VEHPs, 2.500 veículos foram carregados durante o dia, enquanto os outros 5.000 foram carregados durante a noite. A fim de avaliar o efeito de um aumento no número de VEHPs na adequação do sistema, também foi considerado um cenário com 15.000 VEHPs.

Além disso, os autores simularam um cenário com aumento da disposição dos proprietários de VEHP para que seus veículos fornecessem serviços auxiliares do tipo V2G. Essa disposição foi refletida pelo tempo total para o qual os proprietários pretendiam fornecer serviços auxiliares por meio de uma estratégia de controle de carregamento.

Os efeitos do acréscimo de uma nova carga no transformador de distribuição do tipo VE foram investigados por Shao *et al.*, (2009), considerando uma curva típica de demanda residencial na cidade de Blacksburg, nos EUA, e as simulações mostraram que novos picos de carga são gerados com a adição dos VEs. Com o objetivo de manter o sistema seguro e eficiente, no estudo foram considerados diferentes cenários de recarga e algumas soluções de gerenciamento de demanda, como o escalonamento de carga dos VEs e o controle da carga residencial.

Segundo Farmer *et al.*, (2010), a integração dos VEs pode causar três principais impactos à rede de distribuição: (i) aumento na temperatura do transformador provocado pelo acréscimo de carga; (ii) aumento dos harmônicos ocasionado pela eletrônica de potência dos VEs; e (iii) desgaste das buchas do transformador. Os autores ainda desenvolveram um modelo matemático para analisar os impactos, concluindo que serão amplamente variados ao longo da rede de distribuição.

Os potenciais impactos da inserção dos VEs na rede elétrica são ocasionados pela recarga descontrolada no horário de ponta, a principal ameaça às concessionárias de energia. Porém, com o crescimento de recargas inteligentes, os VEs poderão tirar vantagem recarregando no horário fora de ponta (AXSEN; KURANI, 2010).

No Brasil, a maioria das residências possui garagem para os veículos, fato que facilita o uso de carregadores residenciais. O perfil de carregamento em ambiente residencial é mais lento, com potência aproximada de 3,5 kW. Essa potência adicional durante, aproximadamente, 2 horas diárias afetará a curva de carga das unidades consumidoras. Quando houver a massificação dos VEs, a nova curva de carga modificará as condições operacionais e de planejamento da rede elétrica, provocando efeitos técnicos como a queda da magnitude de tensão, aumento do desequilíbrio de tensão e sobrecarga de condutores e transformadores (MARIOTTO, 2017).

Na Bélgica, para avaliar o impacto na rede elétrica de distribuição, foram considerados os dados atuais de tráfego e o perfil de condução dos usuários e Clement *et al.* (2008) investigaram o fluxo de carga quando os VEs eram adicionados à rede de distribuição. No trabalho foram investigados três diferentes casos de recarga sem controle em diferentes horários: (i) recargas entre 0 h e 2 h; (ii) recargas entre 6 h e 8 h; e (iii) recarga durante o dia. Os perfis de recarga foram avaliados tanto para o verão quanto para o inverno com quatro diferentes níveis de inserção de VE: 0 %, 10 %, 50 % e 100 %. Os autores concluíram que a integração de VEs afeta negativamente as perdas de potência e provoca desvios de tensão da rede de distribuição.

Shafiee *et al.* (2013), por sua vez, estimaram o impacto da integração do VEHP em um perfil de carga de 166 residências. O número total de veículos foi de 352 VEs. Em seu estudo, os autores avaliaram o impacto da integração do VEHP em uma sequência dos anos 2020, 2023, 2026 e 2050.

A eficiência e a adequação de um sistema elétrico representado pelo sistema italiano foram analisadas por Giglioli *et al.* (2014) em que foram investigados os efeitos de diferentes cenários de integração de VE e diferentes estratégias de cobranças. A energia consumida pela frota de VE a cada dia era de 5,5 GWh para o cenário de 1,5 milhões de VEs e de 55 GWh para 15 milhões, respectivamente, os cenários de baixa e alta integração. Os autores utilizaram uma simulação sequencial pelo Método de Monte Carlo (MMC) com intervalos de tempo de 15 minutos para a análise de diferentes cenários de integração de VE gerando, assim, os índices de adequação. As estratégias de carregamento consideradas foram: durante o dia, durante a noite e carregamento misto.

Wang e Paranjape (2014), em seus estudos, avaliaram o impacto da penetração de VE na curva de carga em uma rede de distribuição com 2.000 residências sob uma estratégia de carregamento direta e a implementação de uma estratégia de resposta à demanda de *Time-of-Use (TOU)*, ou tempo de Uso. Os autores utilizaram três níveis de penetração de VE: 10 %, 20 % e 30 %, representando 200, 400 e 600 VEs para as 2.000 residências. Cada cenário foi analisado tanto na estratégia de carregamento direta quando na estratégia de preço de energia pela *TOU*. Soares *et al.* (2010) analisaram a substituição de 25 % a 50 % de 2.285 carros leves por VEHP. O estudo foi realizado na Ilha de Flores, em Portugal, onde os autores observaram que houve um aumento de 41 % e 109 % no pico de carga e de 31 % e 60 % no consumo de energia elétrica no período de 24 horas para os níveis de substituição de 25 % e 50 %, respectivamente.

Bremermann *et al.* (2014) usaram um Processo de Poisson Não Homogêneo (NHPP) para avaliar o impacto da integração de VE na adequação de geração. Os resultados do método NHPP foram comparados a um método similar baseado no Processo Homogêneo de Poisson (HPP). O modelo apresentado pelos autores utilizou dados reais de um Inquérito Nacional Português realizado pelo Instituto Nacional de Estatística. No trabalho foram investigadas três estratégias de carregamento:

- Carregamento Direto (CD): o VE começa a carregar assim que termina a primeira viagem do dia;
- Carregamento no Vale (CV): os VEs só podem começar a carregar durante o período de menor demanda da rede;
- Carregamento Controlado (CC): os VEs só podem carregar durante o período do vale e, adicionalmente, os VEs podem ser temporariamente desconectados da rede se a adequação do sistema estiver em risco.

O sistema de energia utilizado por Bremermann *et al.*, (2014) foi uma versão modificada do sistema IEEE RTS – 96, chamado de IEEE RTS – 96 HW. O sistema modificado tinha uma capacidade de geração instalada de 11.931 MW. As usinas termelétricas representam 8965 MW (78,70 %) da capacidade total de geração, enquanto os parques eólicos tiveram uma participação de 1.526 MW (13,4 %) e as usinas hidrelétricas 900 MW (7,9 %). O pico de carga do sistema foi de 8.550 MW.

Os autores consideraram os seguintes cenários de penetração de VEs: (i) Baixa: 2,5 % dos veículos leves em 2030, 207.000 VEs; (ii) Moderado: 5,5 %, 442.000 VEs; e (iii) Alta: 11,0 %, 863.000. Além disso, havia um limite de 70 % para os VEs que poderiam ser colocados sob a estratégia de carregamento controlada.

2.6 SOLUÇÕES PARA IMPACTOS DA RECARGA

Diante dos problemas apresentados sobre a inserção e carregamento de VE no sistema elétrico, nessa seção são apresentadas algumas soluções possíveis para a minimização desses impactos, entre elas: tarifação variável, reconfiguração dinâmica de rede de distribuição e reforço nas redes através de injeção de potência provenientes da energia solar fotovoltaica.

2.6.1 Tarifação Variável

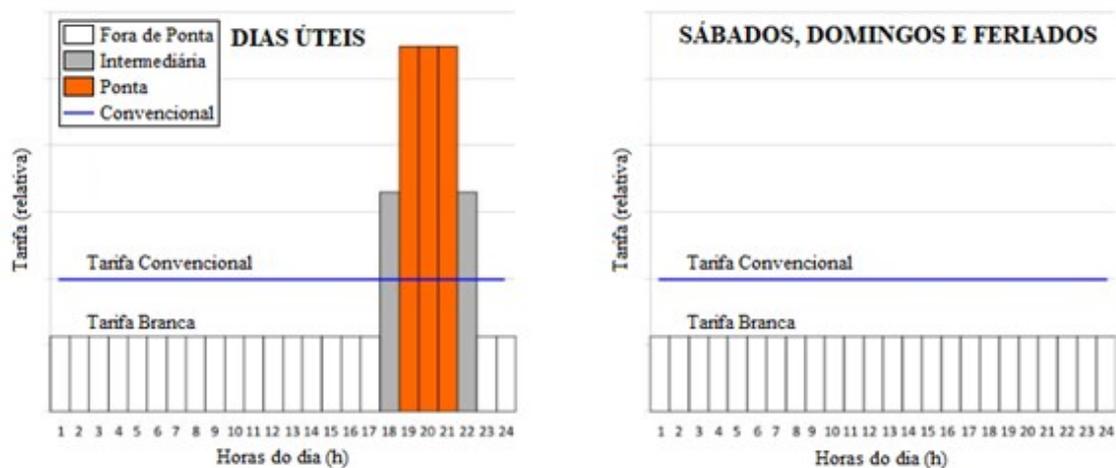
A tarifação variável é uma das estratégias de mercado utilizadas para evitar que ocorra o carregamento dos VEs em horários de pico. Nesta modalidade, a recarga do VE é realizada nos horários em que a energia elétrica possui preços reduzidos e também quando há uma maior disponibilidade de carga no sistema.

A Tarifa Branca surge como um modelo de tarifação variável que reflete da utilização da energia da rede elétrica de acordo com o horário de consumo (ANEEL, 2019b). Assim, o consumidor pode centralizar seu consumo, no caso, a recarga do VE, no período fora de ponta, reduzindo seus gastos com a energia elétrica.

Com o uso de equipamentos de climatização cada vez mais comuns, a tendência é que daqui a alguns anos o período de ponta se desloque para o período da tarde. A energia solar fotovoltaica auxiliaria no fornecimento de energia elétrica nesse período mais crítico.

De acordo com ANEEL (2019b), o período de ponta na modalidade Tarifa Branca é entre 19 h e 21 h, em que o valor da energia é 1,82 vezes maior que no período fora de ponta, que é das 23 h às 17 h do dia seguinte. O período fora de ponta custa 78,5 % do valor da tarifa convencional aplicada à rede de BT. O posto intermediário da Tarifa Branca são os horários pontuais de 18 h e 22 h e custam 17 % a mais que a tarifa fora de ponta. A Figura 10, apresenta o comparativo entre as duas modalidades tarifárias, assumindo a convencional como base de comparação:

Figura 10 - Comparativo entre as modalidades tarifárias.



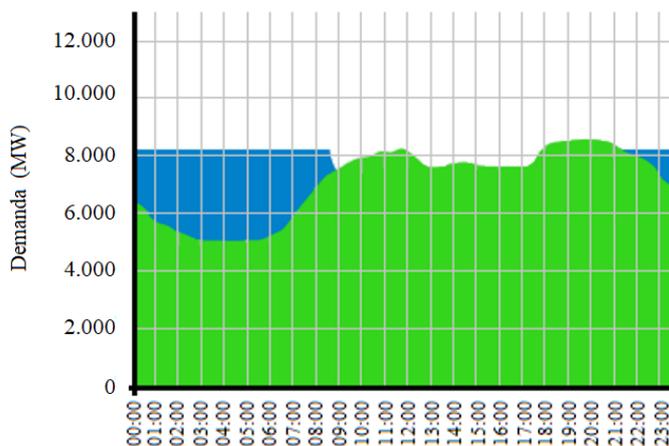
Fonte: Adaptado de ANEEL (2019b).

Deste modo, conforme observa-se na Figura 10, a tarifa intermediária e a de ponta valem somente para dias úteis e aos sábado, domingos e feriados e a Tarifa Branca assume valores fora de ponta.

Messias *et al.* (2011) abordaram o tema do impacto dos VEs sobre a demanda elétrica e sobre as infraestruturas de distribuição de energia. Segundo o estudo, o carregamento dos VE *plug-in* em horários fora de pico pode ser uma oportunidade para aumentar a eficiência de utilização do sistema elétrico, possibilitando a utilização das redes de distribuição em horários com baixo consumo de energia elétrica.

O desafio é como conseguir uma distribuição de VE ideal ao longo da curva de carga do sistema, preenchendo os vales da curva de carga fora da hora do pico de carga. O estudo está focado nas formas de regular o impacto dos VEs considerando a demanda de energia elétrica existente. O resultado foi obtido levando em consideração o fato de que os consumidores seriam devidamente incentivados pela tarifa de energia elétrica a ter um comportamento perfeito durante as recargas, realizando-as fora do horário de pico, como mostra a Figura 11:

Figura 11 - Simulação de Carregamentos de VEs Fora do Horário de Pico.



Fonte: MESSIAS *et al.* (2011).

Assim, podemos observar pela Figura 11 que os carregamentos dos VEs preencheriam os vales existentes na curva de carga da rede estudada, realizando seu emparelhamento.

2.6.2 Reconfiguração Dinâmica das Redes de Distribuição

A reconfiguração dinâmica das redes de distribuição (RDs) também se apresenta como uma das formas de solução possível para a inserção de VE no sistema elétrico. A reconfiguração

de RD consiste, basicamente, em abertura e fechamento de chaves ao longo dos circuitos. Essas alterações são realizadas para que as cargas sejam remanejadas, minimizando, assim, os impactos causados por desligamentos indesejados aos consumidores.

Contudo, há uma preocupação das concessionárias em reestabelecer a energia aos consumidores no menor tempo possível e também com outros cuidados quando se trata da busca de uma nova topologia ao sistema. Com os órgãos reguladores cada vez mais rigorosos em relação aos índices de tensão, perdas e melhoras nos indicadores de qualidade de serviço, estabelecer um sistema de configuração passou a ser um dever que envolve múltiplos critérios quando se busca o cenário ideal para a mudança de cargas de um circuito para outro (PFITSCHER, 2013).

Timossi (2016) relata que um sistema de reconfiguração de rede proporciona maior confiabilidade e menor dependência de intervenções dos operadores quando se compara a rede de distribuição tradicional. Os componentes que integram esse sistema, em sua maioria, dispõem de dispositivos de comutação e controladores interligados a um sistema de comunicação e são capazes de monitorar e controlar a rede em tempo real.

2.6.3 Utilização de Geração Distribuída Como Reforço da Rede

Outra maneira de minimizar os impactos do carregamento de VE nas RD é através da injeção de potência no sistema com o auxílio da geração distribuída. A energia solar fotovoltaica é uma forma de geração distribuída que contribui como reforço para as redes de distribuição.

A recarga de VEs com a utilização da energia solar fotovoltaica foi pesquisada por Li *et al.* (2009) e o estudo considerou um VE com uma bateria de Li-Ion capaz de percorrer 64 km com apenas uma carga. A conclusão foi realizada considerando a maior radiação solar anual e visto que um sistema fotovoltaico com área de 20 m² já era o suficiente para recarregar o VE. Porém, ao considerar a radiação solar diária com o mês de menor valor de intensidade medido ao longo do ano, o tamanho ideal do sistema fotovoltaico teria que ser com uma área de 78 m², quase quatro vezes o tamanho da primeira consideração.

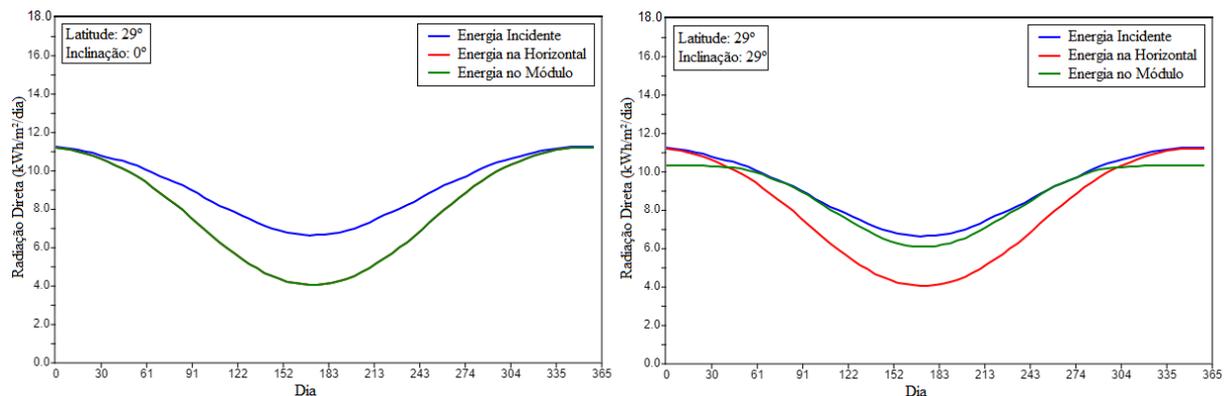
Assim, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos está diretamente relacionada com a irradiação solar incidente no local de instalação. A irradiação solar varia durante o dia e durante as estações do ano, conseqüentemente, a energia gerada também, porém, ainda assim,

essa tecnologia se apresenta como uma solução viável para a complementação de potência compensando o carregamento de VEs.

O ângulo de inclinação, por exemplo, sofre uma baixa influência no incidente da radiação solar em uma superfície na zonas tropical. Para um ângulo de inclinação fixo, a energia elétrica máxima ao longo de um ano é obtida quando o ângulo de inclinação é próximo à latitude do local. No entanto, os ângulos de inclinação mais íngremes são otimizados para grandes cargas de inverno, enquanto os ângulos mais baixos usam uma fração maior de luz no verão (PVEDUCATION, 2019).

Neste sentido, a Figura 12 apresenta o número máximo de insolação solar em função da latitude e ângulo do módulo. Para efeito comparativo, foi utilizado um valor de latitude igual ao do local de estudo, que é de 29°:

Figura 12 - Variação da radiação solar na latitude 29° para inclinação de 0° e 29°.



Fonte: Adaptado de PVEducation (2019).

Conforme observa-se na Figura 12, com inclinação de 0°, a radiação incidente no módulo é a mesma que na horizontal, que também se encontra a 0°. Com a inclinação de 29°, ou seja, igual à latitude, ocorre o melhor aproveitamento a energia no módulo durante os 365 dias.

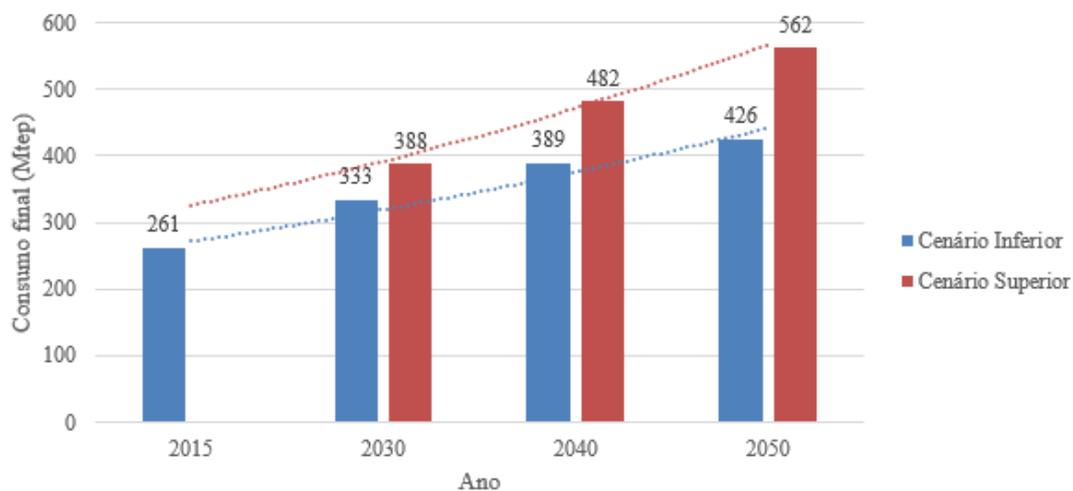
O efeito da inclinação do módulo na radiação solar recebida ao longo do ano é medida em Wh/m²/dia sem nuvens. No eixo “x”, dia é o número de dias desde 1º de janeiro, “Energia do Módulo” é a radiação solar que atinge um módulo inclinado e o ângulo de inclinação do módulo é medido a partir da horizontal. A “Energia Incidente” é a radiação solar perpendicular aos raios solares e é o que seria recebido por um módulo que rastreia perfeitamente o sol. A “Energia na Horizontal”, por sua vez, é a radiação solar que atinge o solo e é o que seria recebido por um módulo na horizontal.

Assim, esses valores devem ser considerados os valores máximos possíveis no local específico, pois não incluem os efeitos da cobertura de nuvens. Supõe-se, ainda, que o módulo esteja voltado para o sul, no hemisfério Norte, e para o norte, no hemisfério Sul, ou seja, a orientação ideal (PVEDUCATION, 2019).

2.7 CRESCIMENTO DE CARGA ESTIMADO

O crescimento de carga estimado é importante para a definição de projeções do crescimento de demanda ao longo de um período. Segundo EPE (2018), no período 2015-2050, a demanda brasileira por energia final apresenta uma taxa de crescimento médio de 1,4 % a.a. no cenário de crescimento inferior. Já no cenário superior, o crescimento médio é de 2,2 % a.a., chegando em 2050 com o dobro do consumo final do ano base, com destaque para o avanço mais acelerado nos primeiros quinze anos, com taxa média superior a 2,5 % a.a., conforme mostra a Figura 13:

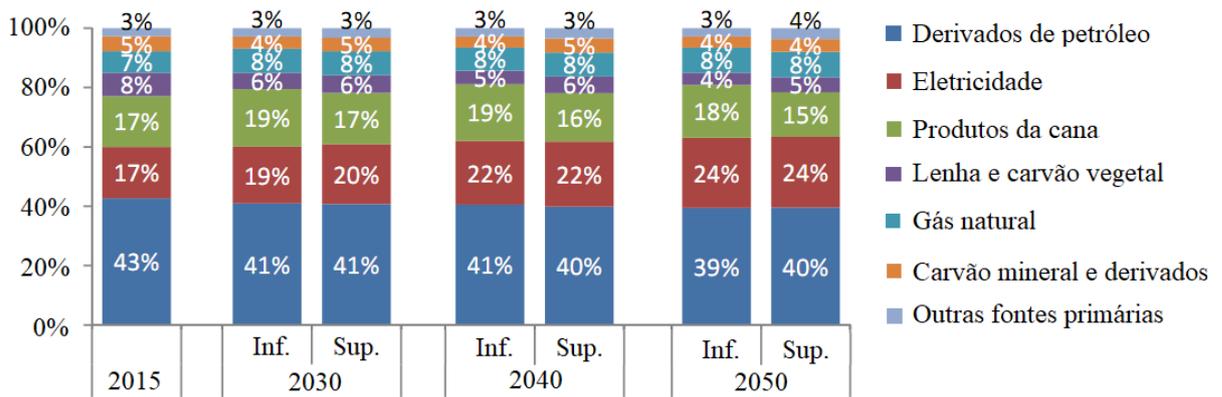
Figura 13 - Evolução do consumo final por cenário.



Fonte: Adaptado de EPE (2018).

Dentro da participação das fontes, os derivados de petróleo são a principal fonte de energia para o consumo final, seguidos da eletricidade e dos produtos da cana (bagaço de cana e etanol). Essa sequência se mantém nos dois cenários até 2050, porém, em ambos os cenários há uma redução da participação dos derivados de petróleo alavancada pelo setor de transportes e um aumento da participação da eletricidade, conforme observa-se na Figura 14:

Figura 14 - Participação das fontes no consumo final.



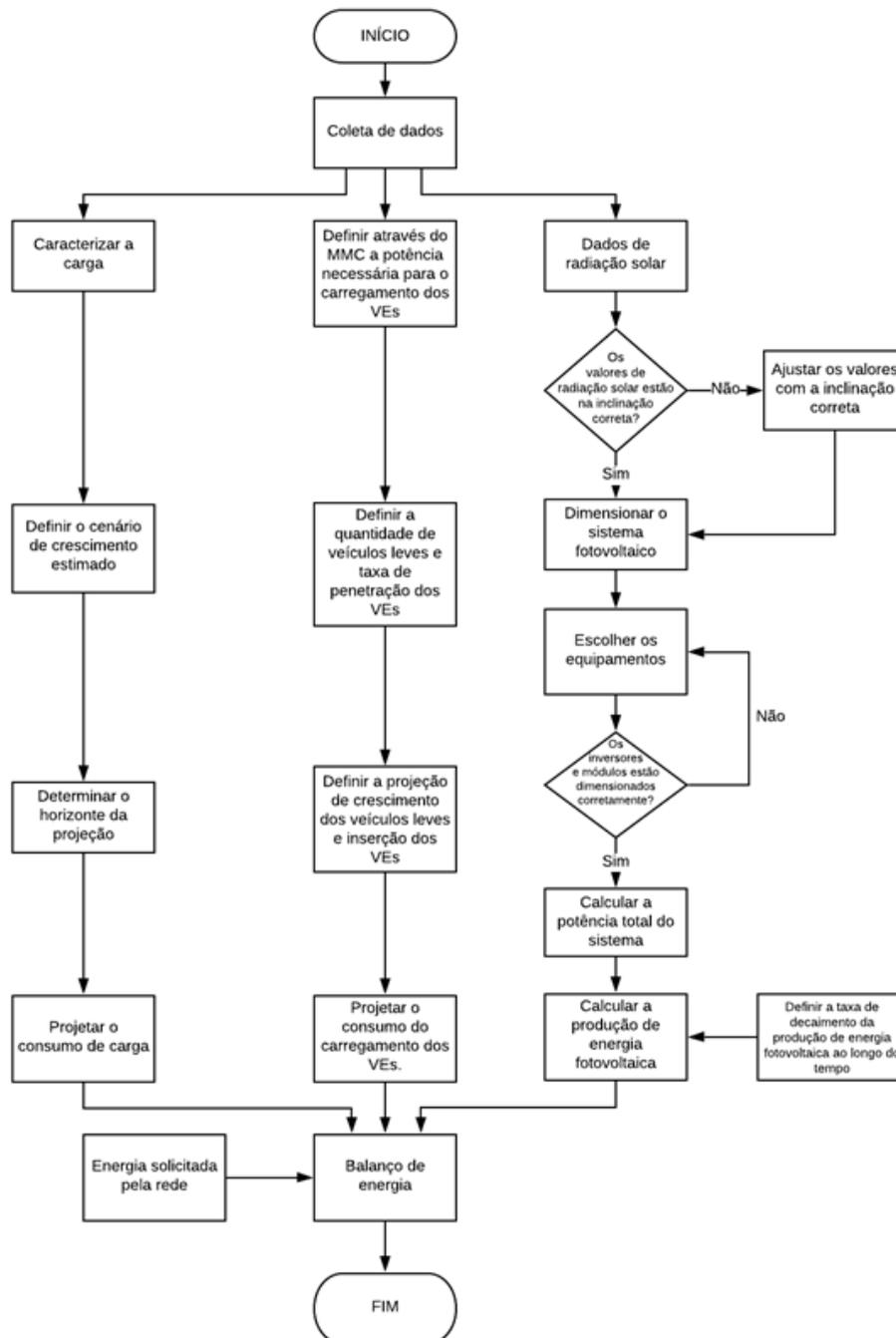
Fonte: EPE (2018).

Observa-se, ainda, na Figura 14, que a eletricidade apresentou um crescimento na participação das fontes no consumo final. Com participação de 17 % em 2015, terá, em 2030, uma projeção na participação final de 19 % no cenário inferior e 20 % no superior. Em 2040 e em 2050, terá participação de 22 % e 24 %, respectivamente, para ambos os cenários dos mesmos anos.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Apresenta-se aqui a metodologia para este estudo por meio da caracterização da carga, caracterização do VE e proposta do sistema fotovoltaico, juntamente com o balanço de energia e a energia necessária que deverá ser suprida pela rede de distribuição. A Figura 15 demonstra o fluxograma da metodologia:

Figura 15 - Fluxograma da metodologia proposta.



A metodologia proposta inicia-se pela coleta de dados, que logo se desprende em 3 ramificações.

A primeira ramificação é a caracterização da carga, que é realizada através de um analisador de energia. Com esse equipamento consegue-se obter a curva de carga e o consumo anual da edificação. Logo em seguida, define-se o cenário de crescimento do consumo anual, sendo baseado em um Cenário Inferior ou Superior e determina-se o horizonte da projeção. Com essas informações projeta-se o consumo de carga em um horizonte determinado.

A segunda ramificação baseia-se na coleta de dados dos veículos estacionados na edificação durante o dia. Com dados de probabilidades de chegada e saída do estacionamento, define-se através do Método de Monte Carlo (MMC) a potência e o horário de carregamento de cada veículos elétricos (VEs). O segundo passo é definir a quantidade de veículos estacionados e a taxa de inserção dos VEs. Em seguida, define-se o crescimento do estoque total de veículos e também o crescimento da inserção de VEs. Por fim, tem-se a projeção do consumo do carregamento dos VEs em determinado período de tempo.

A terceira e última ramificação é relacionado ao sistema fotovoltaico. Inicialmente coleta-se os dados de radiação solar e corrige-se os dados para a inclinação que será utilizada pelo sistema. Em seguida, projeta-se o sistema fotovoltaico definindo a potência do sistema. Depois disso, escolhe-se os equipamentos do sistema como os módulos fotovoltaicos e inversores. Os equipamentos possuem características técnicas que precisam ser analisadas. Com o sistema definido, calcula-se a energia gerada através dos dados de radiação solar. Para projeções futuras, é necessário definir o decaimento da geração de energia elétrica ao longo do tempo.

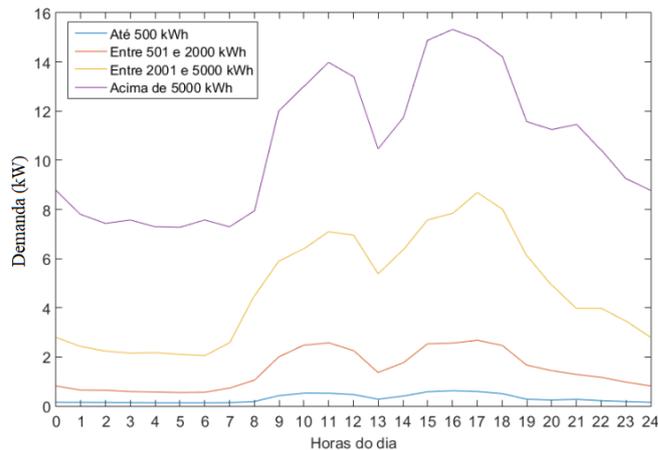
Com as 3 grandezas definidas, realiza-se o balanço de energia. Com a realização do balanço têm-se a quantidade de energia que será solicitada pela rede.

3.1 CARACTERIZAÇÃO E PROJEÇÃO DE AUMENTO DA CARGA

Com o objetivo de quantificar o impacto do carregamento de baterias de VEs na edificação, é necessário dispor de um cenário sem a compreensão deste processo para uma base comparativa. Considerando que a variação da demanda de energia elétrica sofre influência de inúmeros fatores socioeconômicos e culturais e que cada classe de consumidor a utiliza de forma distinta, a caracterização do comportamento típico dos consumidores, sejam eles residenciais, comerciais, industriais, se mostra de extrema importância.

Segundo as diretrizes de ANEEL (2016a), a caracterização da carga é representada pela partição dos consumidores em classes e subclasses, estratificadas por atividades característica e faixa de consumo mensal. Sausen (2017) apresenta, na Figura 16, as curvas típicas de poder público:

Figura 16 - Curvas típicas de poder público.



Fonte: SAUSEN (2017).

A classe Poder Público inclui unidades consumidoras de pessoas jurídicas de direito público que assuma as responsabilidades inerentes à condição de consumidor, considera-se as seguintes subclasses: (i) Poder público federal; (ii) Poder público estadual ou distrital; e (iii) Poder público municipal (EPE, 2019).

A caracterização da carga pode ser realizada com um analisador de energia localizado logo após a medição da concessionária. Através desse equipamento é possível obter grandezas elétricas como tensão, frequência, corrente, energia ativa, energia reativa, energia aparente e consumo acumulado. As grandezas podem ser obtidas tanto individualmente para cada fase, quanto para o total das 3 fases.

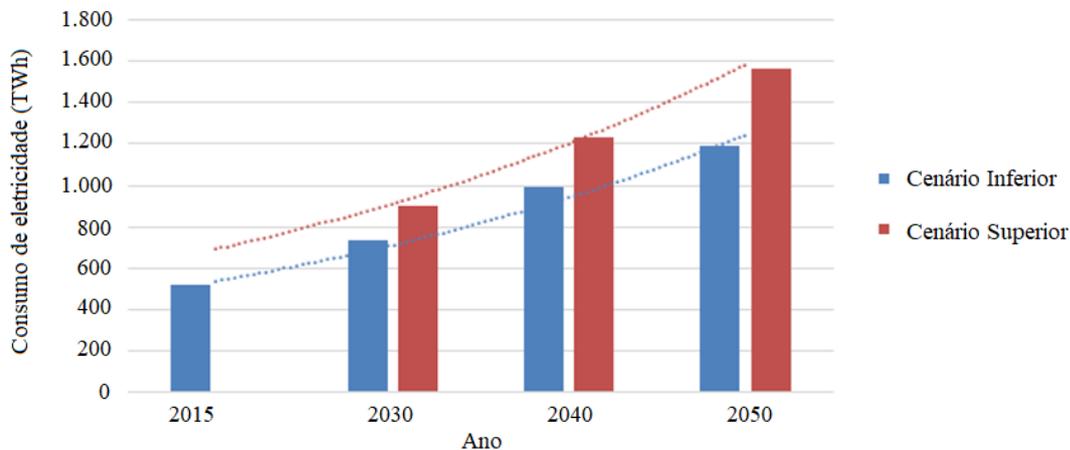
Em termos do consumo de energia, as projeções da EPE são construídas a partir de premissas adotadas em modelos específicos para cada setor. Em consonância com os principais atores relativos ao consumo de energia, as premissas mais adequadas ao horizonte resultam das discussões sobre os principais condicionantes e as incertezas críticas que visam identificar aspectos tecnológicos e obter informações adicionais dos estudos existentes em relação ao uso final da energia (EPE, 2018).

A projeção da demanda brasileira por energia final de EPE (2018), para o período 2015- 2050, que, inicialmente, era expressa em tonelada equivalente de petróleo (tep) foi transformada para watt-hora (Wh) seguindo a relação:

$$1 \text{ tep} = 11,63 \times 10^3 \text{ kWh}$$

A Figura 17, apresenta os valores da projeção de EPE (2018) levando em consideração apenas a eletricidade na participação das fontes no consumo final:

Figura 17 - Projeção crescimento no consumo da eletricidade até 2050.



Fonte: Adaptado de EPE (2018).

Neste sentido, para esse estudo, inicialmente será utilizado o crescimento baseado no Cenário Inferior.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DO VE

Para poder realizar a caracterização do VE é necessário delimitar algumas características como: tipo do VE, levantamento de taxa de penetração dos VEs, distância média percorrida e horários de chegada de saída para poder realizar a modelagem do VE levando em consideração as estratégias e os critérios de carregamento. Além disso, também se considera o crescimento do estoque e a inserção dos VEs para um horizonte até 2050.

3.2.1 Tipo de Veículo Elétrico

A metodologia proposta contemplará o carregamento de veículos que utilizam energia da rede para recarga, ou seja, os VEBs e os VEHPs. Os VEBs, como já mencionado, utilizam a energia armazenada em um banco de baterias como fonte de energia primária na alimentação do motor elétrico. Conforme demonstrado por Gray e Morsi (2015), com esse tipo de VE é possível capturar de forma mais significativa o comportamento de usuários que tendem a demandar maiores parcelas de energia da rede devido à sua maior capacidade de armazenamento de energia.

3.2.2 Levantamento e taxa de penetração dos Veículos Elétricos

Os Veículos Elétricos (VEs) representam uma extensão à carga existente na rede de distribuição, porém, não se assemelham às atuais cargas devido à sua mobilidade e natureza imprevisível (GODINA *et al.*, 2016). Esta característica condiz com um processo estocástico, fenômeno que sofre variação de forma imprevisível, pois não se sabe quando e por quanto tempo o VE irá permanecer conectado à rede para recarga.

Diante desse cenário, a quantidade de energia extraída do sistema é de extrema importância para a caracterização do Cenário VE, que visa estimar a energia demandada pelo carregamento das baterias dos VEs. No Brasil, ainda não existe uma ampla infraestrutura pública de estação de recarga de VEs muito em razão da imaturidade desta tecnologia no país.

Para conhecer o potencial de veículos elétricos que a instituição utilizada como estudo de caso possui, foi realizada uma pesquisa no ambiente corporativo. Este número é baseado na quantidade de veículos que ficam estacionados no estacionamento do local. A taxa de penetração inicial de 0 % corresponde ao Cenário Base no qual não existem veículos elétricos consumindo energia da rede. Este caso inicial tem como finalidade servir de parâmetro de comparação na medida em que aumentam os níveis de penetração de veículos elétricos.

3.2.3 Distância Média Percorrida e Horários de Chegada e Saída

A distância média percorrida pelos veículos é um parâmetro básico na determinação da demanda energética do VE. Na ausência de estudos sobre o padrão de mobilidade urbana em praticamente todas as cidades do país, é preciso adotar um método para a sua estimação.

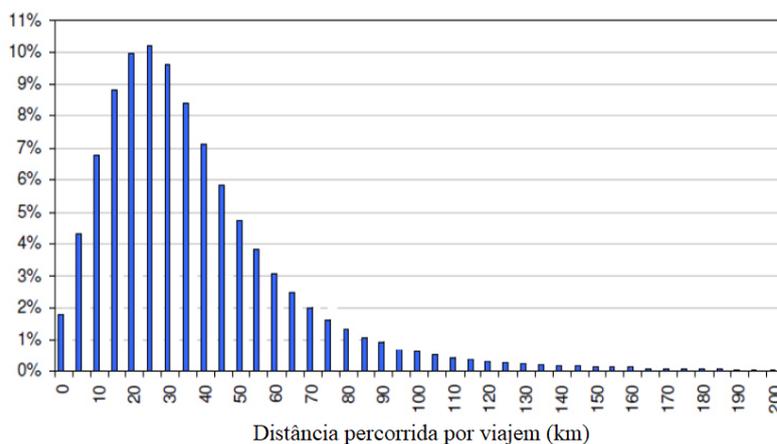
Um estudo realizado pela NTU (Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos), órgão que realiza pesquisas referentes à mobilidade da população urbana no Brasil, demonstrou que a distância média percorrida pelos brasileiros é de 42,6 km (NTU, 2017). Ao considerar que esse trajeto é percorrido com um automóvel, usa-se como valor a mesma distância média percorrida.

O estudo da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) realizou o levantamento de dados de distância média percorrida com base na observação do hodômetro dos veículos durante os anos de 2010 e 2011. A estimativa para veículos com idade de 1 ano foi de 17.200 km/ano, ou 47,12 km/dia, e para idades superiores a oito anos, recomenda-se usar a constante de 15000 km/ano, ou 41,09 km/dia (CETESB, 2013).

Azevedo (2008) utilizou dados de inspeções veiculares em Portugal para desenvolver um método que estimasse o volume de tráfego nacional. O autor sintetizou a distribuição de probabilidade de distância média diária conduzida pelos veículos leves em 2004.

Neste estudo, assume-se que a mobilidade dos veículos leves no Brasil seja semelhante a de Portugal e que o número não se alterou desde 2004. Além disso, considera-se que, independentemente do nível de integração dos VEs, o comportamento de condução da população não se alterará, conforme apresenta a Figura 18:

Figura 18 - Distribuição da distância percorrida diariamente em Portugal.

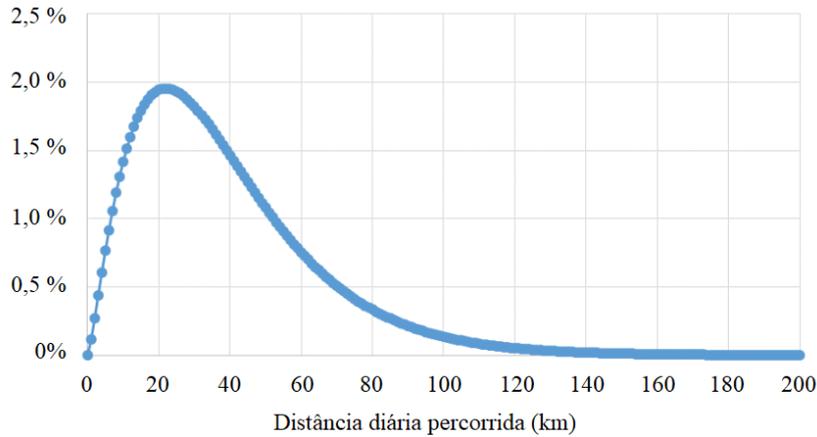


Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2008).

Assim, para encontrar uma função de distribuição de probabilidade que reflita o comportamento de condução dos veículos, Colonetti *et al.* (2016) aproximam a curva de distribuição de probabilidade encontrada por de Azevedo (2008) para uma função de distribuição de probabilidade gama. Os parâmetros encontrados foram um fator de escala de 17,6404 e um fator de forma de 2,2836, os quais resultam em uma média de distância percorrida

diariamente de cerca de 40 km. A Figura 19 mostra a curva de distribuição de probabilidade usada no estudo:

Figura 19 - Curva de densidade de probabilidade para a distância diária percorrida por um veículo leve.

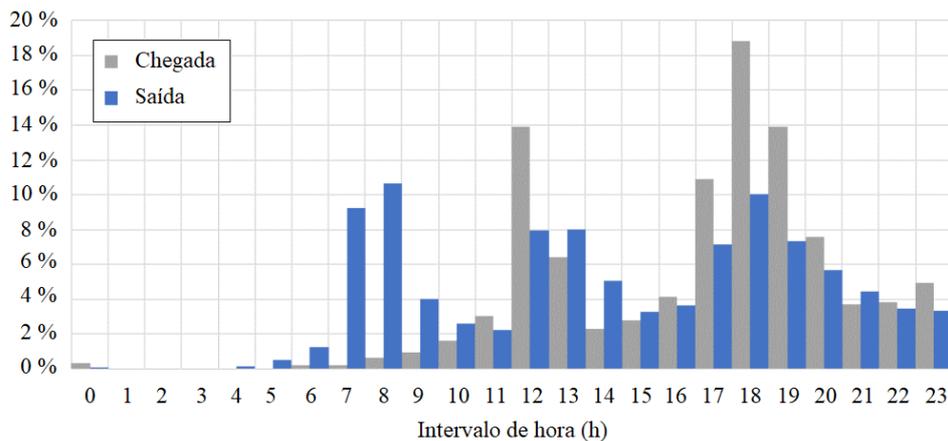


Fonte: Colonetti *et al.* (2016).

Deste modo, percebemos que a maior probabilidade da distância percorrida por um veículo leve, conforme a Figura 19, é entre 15 e 50 km por dia. Provavelmente, haverá veículos que irão percorrer até 200 km por dia, mas essa probabilidade é muito menor.

O horário de chegada e saída de cada VE é um fator importante para determinar em que momento o VE iniciará o processo de recarga. A hora de chegada e saída para cada VE é amostrada diariamente. Em Portugal, por exemplo, as funções de densidade de probabilidade dos tempos de chegada e de saída aos domicílios dos veículos leves foram obtidas a partir de um inquérito ao padrão nacional de mobilidade realizado pelo Instituto Nacional de Estatística. A Figura 20 mostra um exemplo da distribuição de probabilidade do horário de chegada e saída da residência:

Figura 20 - Hora de chegada aos domicílios dos veículos ligeiros em Portugal.



Fonte: Adaptado de (ESTATÍSTICA, 2002).

A Tabela 6, fornece a probabilidade de cada intervalo de horas mostrado na Figura 22. Por exemplo, a probabilidade de chegada de um VE em casa entre 0:00:00 h e 0:59:59 h é 0,3 % e assim por diante:

Tabela 6 - Distribuição probabilística do horário de chegada e saída de veículos ligeiros em Portugal.

Intervalo de Hora	Chegada (%)	Saída (%)	Intervalo de Hora	Chegada (%)	Saída (%)	Intervalo de Hora	Chegada (%)	Saída (%)
[0,1)	0,3	0,1	[8,9)	0,6	10,6	[16,17)	4,1	3,6
[1,2)	0,0	0,0	[9,10)	0,9	4,0	[17,18)	10,9	7,2
[2,3)	0,0	0,0	[10,11)	1,6	2,6	[18,19)	18,8	10,0
[3,4)	0,0	0,0	[11,12)	3,0	2,2	[19,20)	13,9	7,3
[4,5)	0,0	0,1	[12,13)	13,9	7,9	[20,21)	7,6	5,7
[5,6)	0,0	0,5	[13,14)	6,4	8,0	[21,22)	3,7	4,5
[6,7)	0,2	1,3	[14,15)	2,3	5,1	[22,23)	3,8	3,4
[7,8)	0,2	9,2	[15,16)	2,8	3,3	[23,0)	4,9	3,3

Fonte: Adaptado de (ESTATISTICA, 2002)

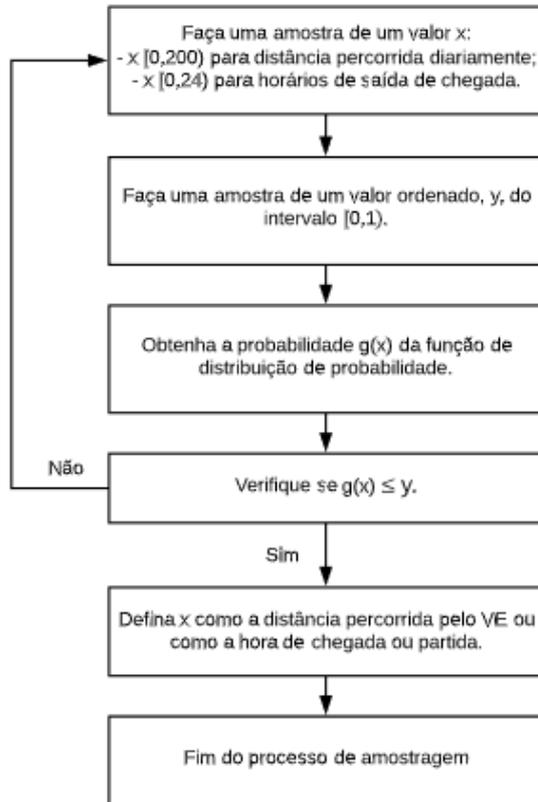
Assim, os horários de chegada e saída utilizados nesta dissertação são baseados nos dados obtidos através da movimentação do estacionamento da instituição utilizada como estudo de caso.

A metodologia utilizada neste estudo para amostrar valores da distância diária percorrida, as distribuições de probabilidade de chegada e hora de saída, seguem as etapas descritas a seguir (COLONETTI *et al.*, 2016):

1. Faça uma amostra de um valor de abscissa x usando o gerador de números distribuídos uniformemente desenvolvidos por Bremermann (2014). Para a distância percorrida diariamente, x está no intervalo $[0, 200)$ e para chegada e o horário de saída, esse intervalo é de $[0,24)$;
2. Faça uma amostra de um valor ordenado y do intervalo $[0,1)$;
3. Obtenha a probabilidade $g(x)$ da função de distribuição de probabilidade;
4. Verifique se $g(x)$ é igual ou menor que y ;
5. Se a etapa 4 for verdadeira, defina x como a distância percorrida pelo VE ou como a hora de chegada ou saída e vá para a etapa 7;
6. Se o passo 4 for falso, volte ao passo 1;
7. Fim do processo de amostragem.

Observa-se, na Figura 21, o diagrama de etapas da amostragem:

Figura 21 - Diagrama de etapas da amostragem de distância percorrida e de horários de chegada de saída.



Fonte: Adaptado de Colonetti *et al.* (2016).

3.2.4 Modelagem do VE

Diante da falta de dados sobre VEs no Brasil, utilizamos referenciais europeus uma vez que a tecnologia deles já é mais desenvolvida. De acordo com a PWC (2016), as melhores vendas de VEHPs e VEBs, em 2014, na Europa e nos países membros da Associação Europeia de Livre Comércio, foram o *Mitsubishi Outlander PHEV* e o *Nissan Leaf*, respectivamente. Assim, assumimos, nesse estudo, uma frota formada por VEHPs similares ao *Outlander Mitsubishi PHEV* e VEBs similares ao *Nissan Leaf*.

Assume-se uma frota de 20 % de VEB e 80 % de VEHP para o estudo, valores utilizados por Hasset *et al.* (2011) dentro de um cenário de integração mais provável de acontecer em Portugal entre os anos de 2020 e 2030.

Uma bateria de 12 kWh é assumida para todos os VEHP, valor baseado no tamanho da bateria do *Mitsubishi 2.0 Hybrid GX4hs Automático 2016 (Gasolina)* (MITSUBISHI, 2016).

Da mesma forma, uma bateria de 40 kWh do *Nissan Leaf* 2019 é usada para todos os VEBs (NISSAN, 2019b).

A IEA (2011) considera que os VEs possuem autonomia típica de 125 a 150 km com energia de 30 kWh, apresentando um desempenho energético entre 5,0 km/kWh e 6,7 km/kWh, considerando uma capacidade adicional de reserva da bateria. Em seus trabalhos, Bittercourt (2014) e Colonetti *et al.* (2016) consideraram desempenho de 6,0 km/kWh. Com números bem otimistas, Vliet *et al.* (2011) apresentam valores de 6,1 km/kWh a 10,8 km/kWh para o desempenho energético de VE em suas simulações. Mariotto *et al.* (2017), por sua vez, utilizaram valores de 5,45 km/kWh para VEs em seu estudo.

Supõe-se, então, que todos os VEs, VEBs e VEHPs tenham a mesma eficiência global de 5 km/kWh baseada na eficiência geral média dos modelos de 30 kWh VEB relatados pela IEA (2011). A energia de recarga para todos os VEs é de 4 kW, potência requerida pelo carregador da rede para Nível 2, *on-board* da Tabela 2 (YILMAZ; KERIN, 2013). A eficiência do carregador é definida como a porcentagem de energia extraída da rede elétrica que é efetivamente absorvida pela bateria do veículo elétrico.

Sears *et al.* (2014) examinaram a eficiência do carregador de VEs em dois *Nissan Leaf* e dois *Chevrolet Volts* para dois níveis de tensão: Nível 1 (120 Volts) e Nível 2 (240 Volts). Os dados foram coletados em Vermont (EUA), entre junho e novembro de 2013, fornecendo, assim, uma variação de condições climáticas. Os dados utilizados foram obtidos a partir de 115 cargas e a eficiência média de carregamento foi de 85,7 %. Em média, a carga de Nível 2 foi 5,6 % mais eficiente que o Nível 1 (de 89,4 % a 83,8 %).

Deste modo, para esse nosso estudo será utilizada a eficiência do carregador igual a 89,4 %. Então, as baterias de todos os VEs estão configuradas para ter um *SoC* mínimo de 30 % e máximo de 80 %. Além disso, assume-se que a energia requerida pela bateria durante o tempo de carga é constante. De agora em diante, qualquer menção ao VE fará referência aos VEHPs e VEBs com as características descritas nesta subseção.

3.2.5 Estratégias e Critérios de Carregamento

Colonetti *et al.* (2016) utilizam quatro estratégias de carregamentos na avaliação da integração dos VEs nos sistemas de energia, as quais são descritas abaixo:

- Estratégia de carregamento direta: o VE continuará carregando, desconsiderando o bem-estar do sistema elétrico;

- Estratégia de carregamento controlada: nessa estratégia, a concessionária pode adiar a recarga de VEs como forma de manter o equilíbrio entre oferta e demanda. Colonetti *et al.* (2016) definem que um VE pode ter seu processo de carga adiado se seu *SoC* for igual ou superior a 70 %;
- Estratégia de carregamento no vale: o VE só pode ser recarregado fora do horário de pico;
- Estratégia de carregamento V2G: nesse tipo de estratégia, o VE poderá injetar energia de volta à rede quando sistema elétrico estiver em risco. Como no carregamento controlado, um VE injeta energia de volta à rede somente se seu *SoC* for igual ou superior a 70 %.

Entretanto, neste estudo, considera-se somente a estratégia de carregamento direta. A escolha se deve pelo fato de que, atualmente não há incentivos governamentais para que os proprietários de VEs realizem a recarga em horários com menor demanda de energia, assim, acredita-se que esse será o perfil de carregamento dos VEs.

Devido à falta de dados de comportamento de proprietários de VE durante a recarga, Colonetti *et al.* (2016) fazem três suposições quando um VE iniciará a recarga. São os critérios de carregamento A, B e C.

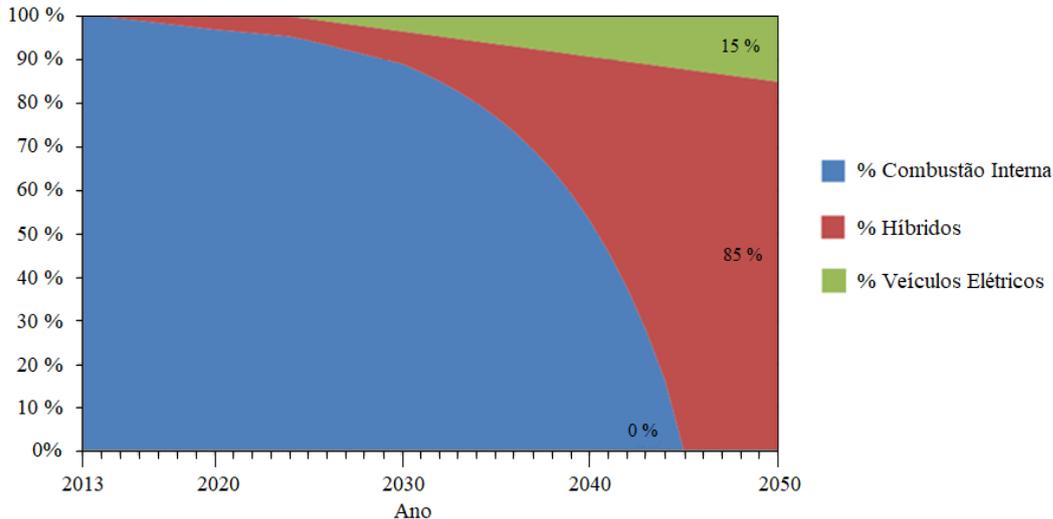
No critério de carregamento A, os VEs começarão a recarregar assim que chegarem no estacionamento. O critério B leva em consideração a conscientização dos proprietários sobre o fato que as recargas frequentes podem causar uma redução na vida útil da bateria. Neste critério, o proprietário começará a carregar seu VE quando chegar no estacionamento apenas se o *SoC* atual estiver abaixo de 50 %. No critério de carregamento C também se leva em consideração a conscientização dos proprietários quanto à vida útil da bateria. Nessa suposição, o proprietário do VE começará a recarregar seu veículo quando chegar no estacionamento somente se o *SoC* atual estiver abaixo do *SoC* necessário para fazer a viagem do dia seguinte. Contudo, neste estudo, será considerado apenas o critério de carregamento B.

3.2.6 Crescimento da Frota e Inserção de VE

No contexto de um crescimento econômico mais modesto, o cenário inferior apresenta taxa média do PIB nacional de 1,6 % a.a. ao longo do horizonte até 2050, enquanto a de maior crescimento apresenta taxa média de 3,0 % a.a. No final de 2050, a projeção do PIB apresenta um aumento de 53,70 % para o cenário inferior e 99,15 % para o superior (EPE, 2018).

Neste estudo será considerado, inicialmente, um crescimento a uma taxa média de 1,6 % a.a. baseado no cenário inferior. A taxa de inserção da tecnologia VE é baseada na previsão de licenciados de veículos leves apresentados na Figura 22:

Figura 22 - Previsão de licenciamento de veículos leves até 2050.



Fonte: EPE (2016).

Assim, a previsão apresenta um crescimento linear com início em 2024 até uma taxa de inserção de 15 % em 2050. Os híbridos representarão 85 % em 2050, enquanto o ciclo dos veículos à combustão interna terminará em 2045 (EPE, 2016).

3.3 SISTEMA DE CARREGAMENTO BASEADO EM ENERGIA FOTOVOLTAICA

Nesta seção será proposta um sistema de carregamento para veículos elétricos baseado em Energia Solar Fotovoltaica (ESF). As principais etapas do projeto de um Sistema Fotovoltaico (SFV) segundo Pinho e Galdino (2014) são as seguintes:

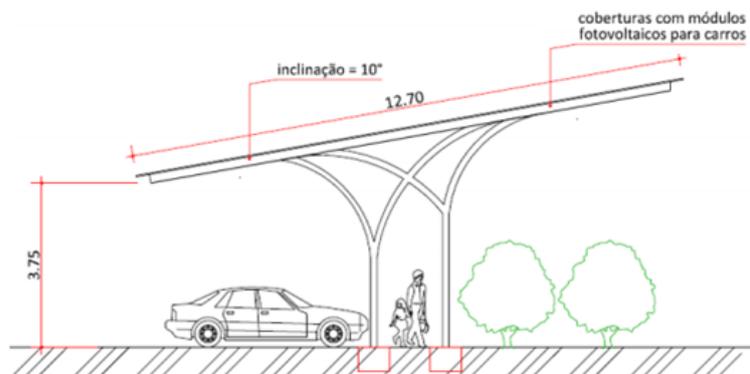
1. Levantamento do recurso solar disponível no local da aplicação;
2. Definição da localização e configuração do sistema;
3. Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
4. Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
5. Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência, no caso, o inversor para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs).

3.3.1 Análise do Recurso Solar

Nesta fase do projeto é analisada a distribuição anual de radiação solar que incidirá sobre os módulos fotovoltaicos. A medida depende de fatores sazonais, como a época do ano, condições climáticas e local geográfico, fatores que irão produzir variações na incidência da radiação solar durante o ano. A forma mais comum de expressar as informações referentes à radiação solar é através de valores médias mensais para a energia acumulada ao longo do dia (PINHO; GALDINO, 2014).

Os dados meteorológicos horários do Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA) da UFSC de Araranguá serviram de base para os cálculos da energia solar incidente no local do estudo. Será necessária, contudo, a correção dos dados, pois os dados do laboratório são coletados em uma superfície a 0° , já o proposto parque fotovoltaico será semelhante ao da Figura 23, com inclinação igual a 10° :

Figura 23 - Desenho dos pilares em “Y curvo” para suporte das coberturas do estacionamento para carros.



Fonte: CUSTODIO *et. al.* (2018).

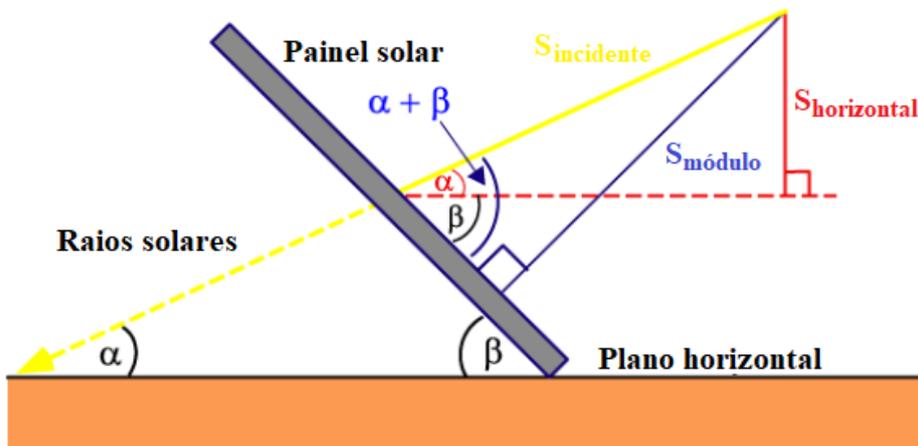
A orientação das coberturas do estacionamento é ao norte, com ângulo de 10° . Segundo Zomer *et al.* (2013), com essa posição os módulos recebem 95 % do máximo de irradiação solar para a cidade de Florianópolis. Essa comparação é válida, pois as cidades de Florianópolis e de Araranguá são próximas e possuem latitude com diferença de apenas $1,30^\circ$. Com essa inclinação, não há necessidade de lavagem manual (são lavados pela chuva) e ainda aproveitam um maior sombreamento das coberturas.

A energia incidente em um módulo fotovoltaico não depende apenas da energia contida na radiação solar, mas também do ângulo entre o módulo e o Sol. Quando a superfície absorvente e a radiação solar são perpendiculares entre si, a densidade de potência na superfície é igual à da radiação do Sol, ou seja, a densidade de potência sempre estará no máximo quando

o módulo fotovoltaico for perpendicular ao Sol. No entanto, como o ângulo entre o sol e uma superfície fixa muda constantemente, a densidade de potência em um módulo fotovoltaico fixo é menor que a da luz solar incidente (PVEducation, 2019).

A quantidade de radiação solar incidente em uma superfície inclinada do módulo é o componente da radiação solar incidente que é perpendicular à superfície do módulo. A Figura 24 mostra como calcular o incidente de radiação em uma superfície inclinada (módulo), dada a radiação solar medida na superfície horizontal ($S_{horizontal}$) ou a radiação solar medida perpendicular ao sol ($S_{incidente}$):

Figura 24 - Incidente de radiação em uma superfície inclinada (módulo).



Fonte: PVEducation (2019).

As Equações 1 e 2 relacionam $S_{módulo}$, $S_{horizontal}$ e $S_{incidente}$:

$$S_{horizontal} = S_{incidente} \cdot \text{sen } \alpha \quad (1)$$

$$S_{módulo} = S_{incidente} \cdot \text{sen}(\alpha + \beta) \quad (2)$$

Onde:

α - ângulo de elevação;

β - ângulo de inclinação do módulo medido a partir da horizontal.

O ângulo de elevação (α) é encontrado através da Equação 3:

$$\alpha = 90 - \varnothing + \delta \quad (3)$$

Onde:

\varnothing - latitude;

δ - ângulo de inclinação.

O ângulo de inclinação (δ) é calculado pela Equação 4:

$$\delta = 23,45^\circ \operatorname{sen} \left[\frac{360}{365} (284 + d) \right] \quad (4)$$

Onde:

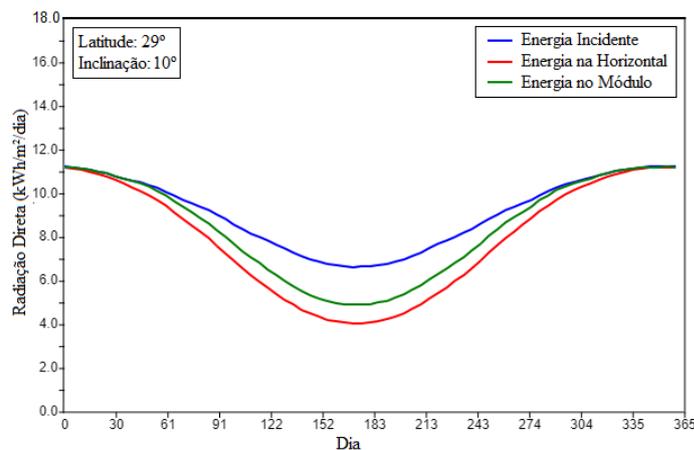
d - dia do ano.

A partir das Equações 1, 2, 3 e 4, uma relação entre $S_{\text{módulo}}$ e $S_{\text{horizontal}}$ pode ser determinada pela Equação 5:

$$S_{\text{módulo}} = \frac{S_{\text{horizontal}} \cdot \operatorname{sen}(\alpha + \beta)}{\operatorname{sen} \alpha} \quad (5)$$

A Figura 25, apresenta o comparativo entre a energia incidente, a energia na horizontal e a energia no módulo, em um módulo instalado na latitude de 29° e inclinação de 10° para os 365 dias do ano:

Figura 25 - Variação da radiação solar na latitude 29° para inclinação de 10° .



Fonte: Adaptado de PVEducation (2019).

Assim, devido à inclinação baixa de apenas 10° , a energia que incide no módulo é semelhante à energia na horizontal.

3.3.2 Escolha da Configuração

A configuração do sistema utilizado possui as seguintes características:

- Conexão à rede elétrica de distribuição, ou seja, um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR);

- Corrente Alternada (CA): todas as cargas são atendidas em CA;
- Sem armazenamento de energia: toda energia gerada pelo SFV será consumida pela carga da edificação ou retornará para a rede de distribuição, caso a geração seja maior que o consumo.

3.3.3 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

A geração distribuída consiste em geradores fotovoltaicos integrados às edificações, que estão interligadas à rede pública de distribuição da concessionária local. Segundo a Resolução Normativa Nº 687 da ANEEL (2016b), a geração distribuída pode ser dividida em duas categorias de acordo com a potência instalada:

- Microgeração distribuída: central geradores de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Para a realização do dimensionamento da potência do sistema fotovoltaico é importante ter o entendimento do sistema de compensação regulamentado pela distribuidora, no caso as Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC).

No Sistema de Compensação de Energia (*net metering*) adotado no Brasil através da Resolução Normativa ANEEL 482/2012, quando o Sistema Fotovoltaico (SFV) gerar mais energia elétrica do que o consumo da instalação, a energia elétrica excedente é entregue à rede elétrica e o medidor registra essa energia. Caso a edificação consuma mais energia do que a gerada pelo SFV, o medidor registra o fluxo em sentido convencional (PINHO; GALDINO, 2014)

No final do mês, caso o balanço energético for positivo (o consumidor gerou mais energia elétrica do que consumiu), a distribuidora disponibilizará um crédito de energia referente à diferença, podendo ser compensado nas próximas faturas em um prazo de até 60 meses. Nos consumidores com tarifação horosazonal ou quando houver bandeiras tarifárias, o crédito da energia ativa injetada levará em conta a tarifa de energia do horário da injeção do excedente. Os créditos também poderão ser utilizados em outras unidades consumidoras (UCs) no mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ). No caso

de consumo por outra UC, haverá incidência de impostos sobre a energia consumida (PINHO; GALDINO, 2014).

Entretanto, é importante ressaltar que, no caso em que a energia gerada é maior que a consumida, a distribuidora cobrará a taxa mínima nos consumidores do grupo B (baixa tensão) referente ao custo de disponibilidade e nos consumidores do grupo A (alta tensão), no mínimo, o valor da demanda contratada. Diante desse sistema de compensação definido pela ANEEL, não é tão interessante que o SFV gere, ao longo do ano, mais energia que a consumida pela unidade consumidora-geradora (PINHO; GALDINO, 2014).

3.3.4 Dimensionamento do Inversor

O dimensionamento do inversor não depende somente da potência do gerador FV, mas também da tecnologia e das características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador, características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida, como inversor central, centralizado, microinversor, instalação interna ou externa, entre outros (PINHO; GALDINO, 2014). O dimensionamento do sistema é realizado de maneira que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências abaixo da nominal, nem que seja sobrecarregado.

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal em corrente alternada (c.a.) do inversor e a potência de pico do gerador FV, como observa-se na Equação 6 (PINHO; GALDINO, 2014):

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

Onde:

FDI (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{Nca}(W)$ – Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$P_{FV}(Wp)$ – Potência de pico do painel fotovoltaico.

Neste sentido, fabricantes e instaladores recomendam um FDI na faixa de 0,75 a 0,85 de valores inferiores e 1,05 de limite superior. Outras grandezas também devem ser levadas em consideração na escolha do inversor, como tensão de entrada, faixa de tensão de operação do SPPM do inversor e corrente máxima em corrente contínua (c.c.) do inversor.

Assim, a tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. O número máximo de módulos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado pela Equação 7 (PINHO; GALDINO, 2014):

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} \times V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (7)$$

Onde:

V_{ocTmin} (V) – Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo FV na menor temperatura de operação;

Vi_{max} (V) - Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor.

O número de módulos conectados em série deve resultar em tensões que atendam à faixa de tensão SPPM do inversor, conforme a Equação 8 (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\frac{Vi_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} < \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (8)$$

Onde:

$Vi_{SPPMmin}$ (V) – Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

$Vi_{SPPMmax}$ (V) – Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;

V_{mpTmin} (V) – Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação;

V_{mpTmax} (V) – Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação.

Importante salientar que o inversor possui uma corrente máxima de entrada c.c. A Equação 9 garante que esse valor não seja ultrapassado e calcula o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas conectadas em paralelo (PINHO; GALDINO, 2014):

$$N^{\circ} \text{seriesFV}_{\text{paralelo}} \leq \frac{Ii_{max}}{Isc} \quad (9)$$

Onde:

Ii_{max} – Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;

Isc – Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC.

3.3.5 Geração de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos

Pinho e Galdino (2014) determinam a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico em um determinado dia pela Equação 10:

$$E_{produzida} (kWh/dia) = P_{instalada} (kWp) * HSP * Pr \quad (10)$$

Onde:

$E_{produzida} (kWh/dia)$ – Energia produzida pelo sistema em um dia;

$P_{instalada} (kWp)$ – Potência instalada do sistema;

HSP – Horas de Sol Pleno;

Pr – *Performance Ratio* ou Taxa de Desempenho (TD).

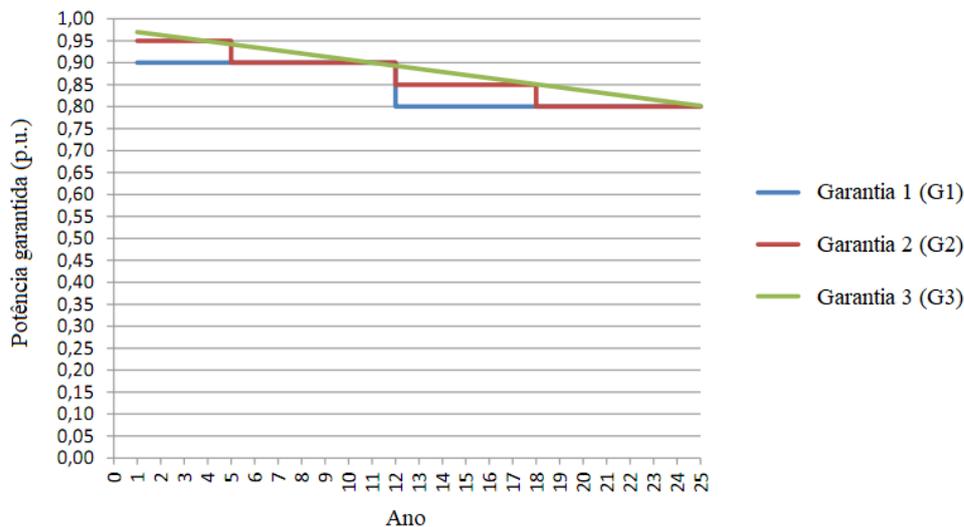
A grandeza Horas de Sol Pleno (HSP) reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m² (1.000 W/m²), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo sol no local em questão, acumulada ao longo de um dia (PINHO; GALDINO, 2014).

O desempenho de um SFV é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (*Performance Ratio*), a qual é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico. Segundo o IEA (2017), a TD de 527 SFCRs instalados na Europa Ocidental ficou entre 70 e 75 % para os anos entre 2001 e 2005. Para SFCRs residenciais, bem ventilados e não sombreados, um valor de TD entre 70 e 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil (PINHO; GALDINO, 2014). Para esse estudo, contudo, utiliza-se Pr igual a 80 %.

3.3.6 Degradação de Rendimento

Os módulos fotovoltaicos têm, geralmente, uma garantia contra defeitos de fabricação de 3 a 5 anos e garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. A degradação da potência dos módulos fotovoltaicos instalados em campo é entre 0,5 % e 1,0 % por ano (GALDINO; PINHO, 2014). A Figura 26 apresenta diferentes formas de garantias que são praticadas e seus resultados que, em termos de produção de energia, podem ser diferentes:

Figura 26 - Degradação máxima de módulos de acordo com 3 diferentes formas de garantia.



Fonte: PINHO; GALDINO, 2014.

Conforme observa-se na Figura 26, na Garantia 1 (G1) é garantida uma potência de pico (W_p) mínima de 90 % da potência nominal para o período dos 10 a 12 primeiros anos de operação e de 80 % por um período de 20 a 25 anos. Outros fabricantes garantem por 5 anos, pelo menos, 95 % da potência nominal, durante 12 anos, pelo menos, 90 %, durante 18 anos, pelo menos, 85 % e durante 25 anos, pelo menos, 80 %, na Garantia 2 (G2). Há também fabricantes que garantem uma degradação de rendimento anual linear de 0,7- 0,8 %/ano durante 25 anos para a Garantia 3 (G3).

Neste estudo, utiliza-se uma degradação de rendimento anual linear de 0,7 5% a.a. até 2050 baseado na Garantia 3 (G3).

3.4 BALANÇO DE ENERGIA

As condições de injeção de energia indicam que o gerador FV deverá atuar sem restrições, conforme ocorra a geração de energia para abastecer a edificação. A soma de geração de energia dos agentes menos a soma de consumo de energia deverá resultar no menor consumo global de energia e maior redução da demanda mensalmente, conforme a Equação 11:

$$\sum(FV + REDE) = \sum(INSTALAÇÃO + VE) \quad (11)$$

Onde:

FV = energia do gerador fotovoltaico (kWh);

REDE = energia que é solicitada da rede (kWh);

INSTALAÇÃO = energia consumida pela instalação (kWh);

VE = energia consumida pelo carregamento dos Veículos Elétricos (VE) (kWh).

Quanto menor for a energia solicitada pela rede, melhor será o balanço de energia. Nesse momento haverá grande produção de energia solar fotovoltaica (FV), a qual atenderá boa parte do consumo da instalação do carregamento dos veículos elétricos (VEs).

Para os cenários de projeções até 2050, serão utilizados escalas de tempo anuais para o balanço de energia.

4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA - ESTUDO DE CASO

Nos tópicos a seguir será aplicada a metodologia proposta para o estudo de caso desta pesquisa. Para o desenvolvimento deste estudo, primeiramente, é descrita a região de análise com informações da rede de distribuição e as características da unidade consumidora.

O Cenário Base é obtido com o auxílio do analisador de energia (Anexo C) e por meio do equipamento é possível gerar as curvas de cargas mensais da edificação. Já o Cenário VE é construído, inicialmente, por uma pesquisa interna com participação de servidores da UFSC, com os quais obteve-se informações sobre a quantidade de veículos que frequentam o estacionamento e também os horários de chegada.

Os dados de radiação solar foram coletados através do Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA), da UFSC, e corrigidos para inclinação utilizada no estudo através de metodologia proposta na Seção 3.3.1. Por meio desses dados, é possível obter a quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico proposto.

Com os dados do Cenário Base, Cenário VE e produção de energia solar fotovoltaica, é possível realizar o balanço de energia e conhecer a quantidade de energia que será requisitada pela concessionária. São criados alguns cenários até 2050, nos quais varia-se o crescimento de carga, crescimento econômico e o último cenário com o sistema fotovoltaico com o dobro da potência inicial do sistema proposto inicialmente.

4.1 REGIÃO DE ANÁLISE E CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA

A análise foi realizada na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) Campus Araranguá. A Figura 27 apresenta a localização onde o estudo foi realizado:

Figura 27 - Localização da UFSC Araranguá.



Fonte: GOOGLE EARTH (2018).

A UFSC Campus Araranguá está localizada na Rua Pedro João Pereira, Mato Alto, Araranguá, sul de Santa Catarina. Essa região da cidade é atendida pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC).

A Unidade Consumidora (UC) do estudo de caso possui transformador próprio de 150 kVA que transforma a tensão de 13 kV, a qual chega da rede AT para BT com tensões de 220 V (fase-neutro) e 380 V (fase-fase). A Tabela 7 apresenta algumas características da UC:

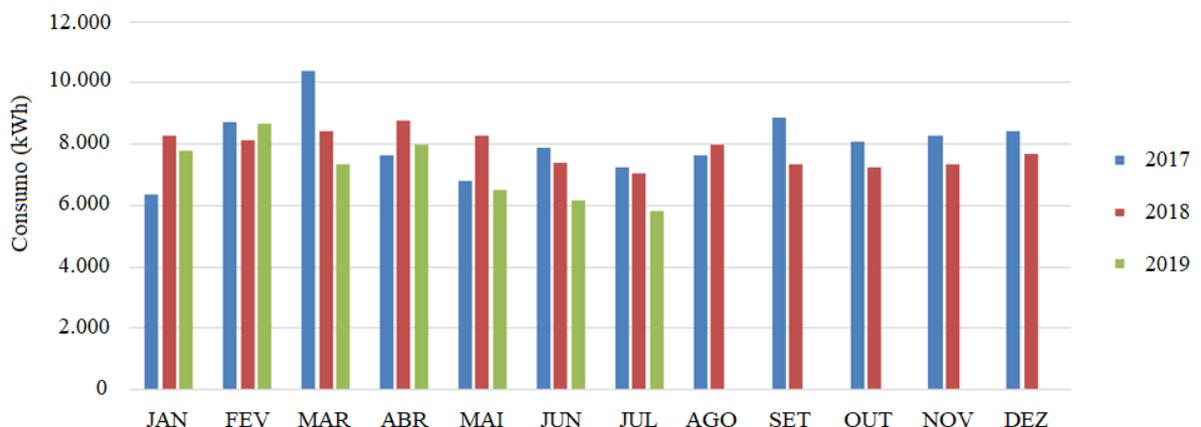
Tabela 7 - Características da UC.

Número da Unidade Consumidora	42453412
Dados da Unidade Consumidora	Podê Público
Faturamento	Modalidade Tarifária Horária Verde
Fornecimento	Trifásico
Contrato de Fornecimento Demanda Ponta	30 kW
Contrato de Fornecimento Demanda Fora de Ponta	0 kW

Fonte: CELESC (2019).

Como pode-se observar na Tabela 7, o fornecimento de energia elétrica da UC é trifásico e faturado na modalidade de Tarifa Horária Verde. Esse modelo de tarifa é aplicado às unidades consumidoras do grupo A, no caso a A4, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência (ANEEL, 2019a). A demanda de ponta contratada pela UFSC é de 30 kW. A Figura 28 apresenta o histórico de consumo de energia elétrica da UFSC nos anos de 2017 e 2018 e primeiro no semestre de 2019:

Figura 28 - Histórico de consumo da UFSC Araranguá.



Fonte: CELESC (2019).

Em 2017, o consumo total foi de quase 100 MWh, com 96.323 kWh. Já em 2018, foram consumidos 93.790 kWh, representando uma diminuição de 2,62 % no consumo total da edificação. No primeiro semestre de 2019, houve um decréscimo de 9,79 % no consumo comparado ao mesmo período de 2018 e de 7,08 % se comparado a 2017.

O mês de maior consumo dentre os analisados foi o de março de 2017 com 10.378 kWh e o menor consumo foi em maio de julho de 2019 com 5.824 kWh. Na média dos 3 anos, março é o mês com maior consumo, muito em razão do início do ano letivo e das temperaturas mais altas, fazendo com que se liguem os aparelhos de ar-condicionado. O mês de julho possui a menor média de consumo, uma vez que neste período há um recesso nas atividades acadêmicas do câmpus e as temperaturas são mais amenas.

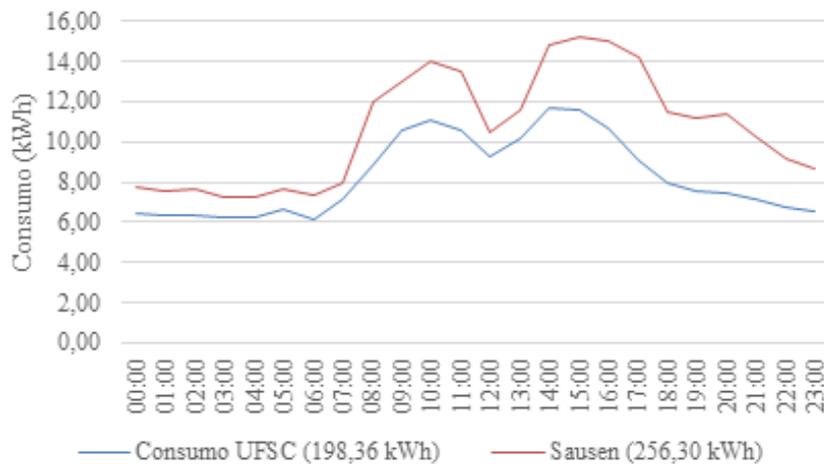
4.2 CENÁRIO BASE

Para poder comparar melhor as curvas de carga sem e com a inserção dos VEs, foi utilizado um analisador de energia modelo DMI T40T 160A na entrada da edificação que gerou a real curva de carga dentro de um determinado período. O *kit* analisador do modelo DMI T40T 160A é composto por: (1) analisador de energia elétrica DMI T40T trifásico/polifásico; (2) transformadores de corrente (TCs) 160/40mA tipo *clamp*; (3) garras de referência de tensão para 3 fases e neutro; e (4) sensor de temperatura blindado à prova d'água.

O analisador elétrico DMI conta com um sistema de telemetria em tempo real embarcado. O sistema trabalha com telemetria *online* (na nuvem), o que facilita o acesso de qualquer lugar através da Internet sem a necessidade de instalação de qualquer aplicativo ou *software* dedicado (ISSO, 2018).

Com o auxílio do analisador de energia elétrica instalado na entrada da edificação, foi possível gerar a curva de carga diária da edificação apresentada na Figura 29. Essa curva foi obtida pela média diária anual, de setembro de 2018 até agosto de 2019. Para efeito comparativo, foi utilizada uma curva típica de consumidores do tipo Poder Público para consumo acima de 5.000 kWh/mês:

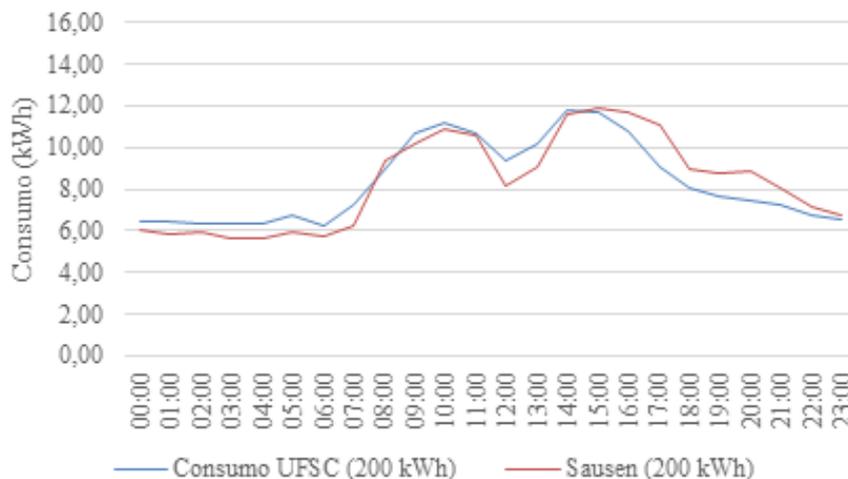
Figura 29 - Curva de consumo UFSC x curva típica Sausen.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A curva de consumo da UFSC é baseada em um consumo diário de 198,36 kWh, enquanto a curva típica de Sausen (2017) é de, aproximadamente, 256,00 kWh. Para melhor comparação dos resultados, a Figura 30 apresenta as duas curvas de carga para um consumo de 200 kWh:

Figura 30 - Curva de consumo UFSC x curva típica de Sausen para 200 kWh.

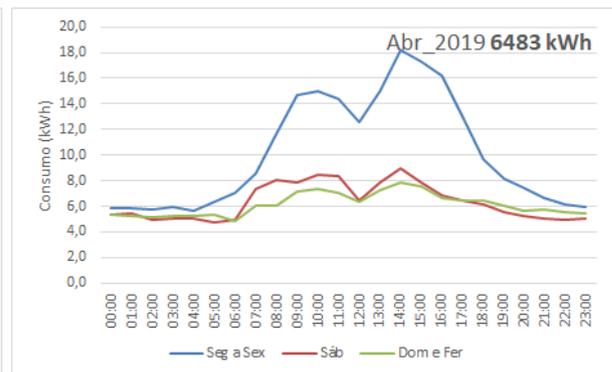
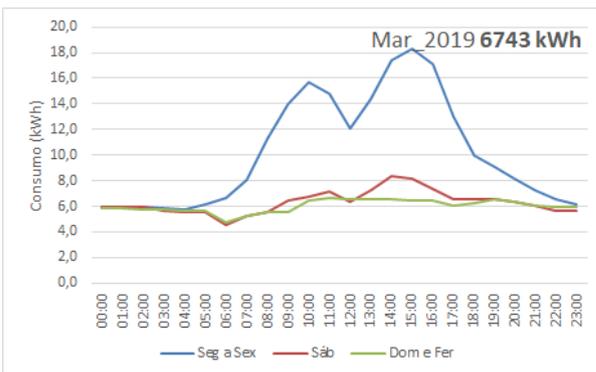
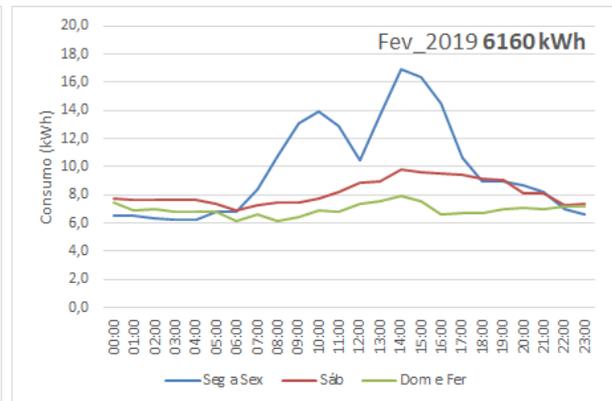
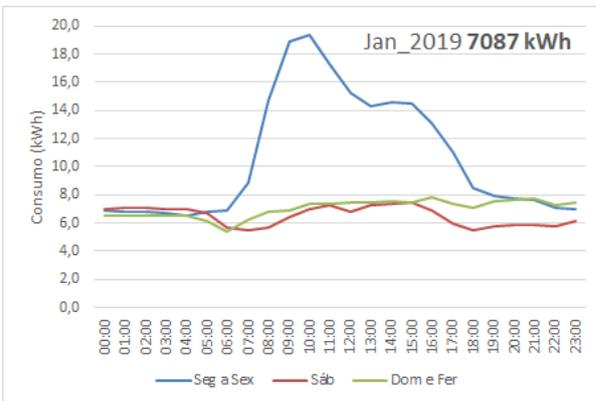
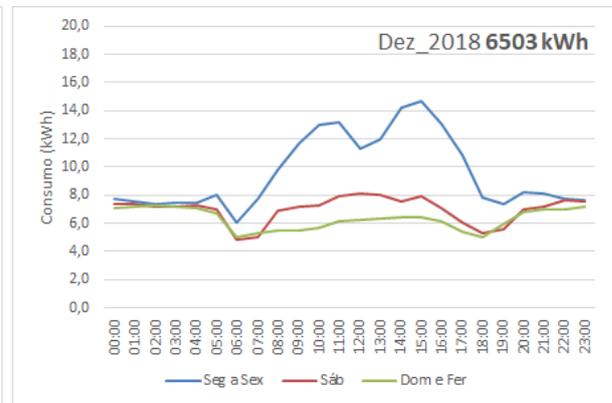
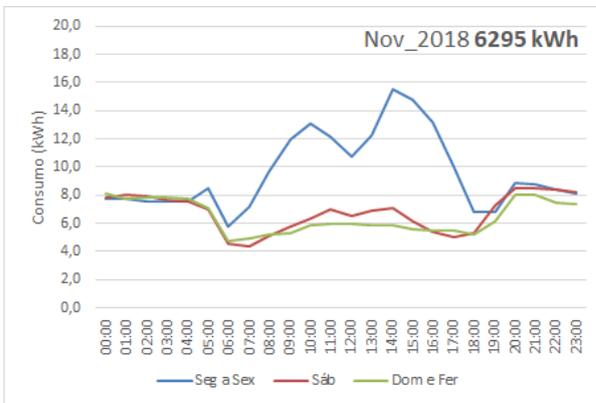
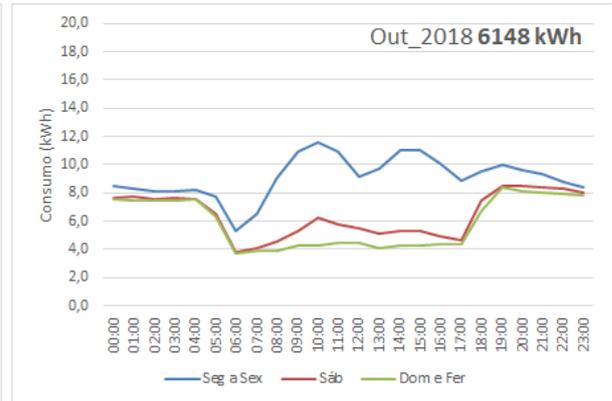
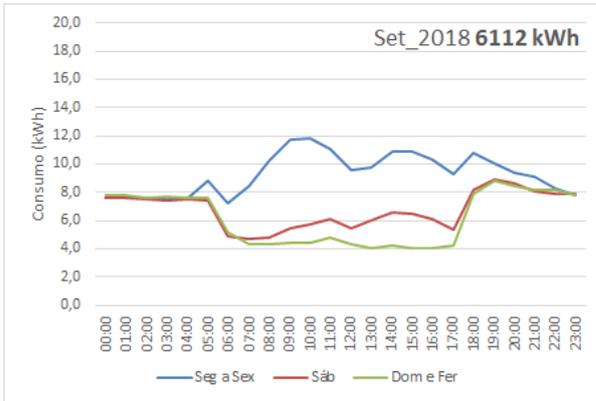


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

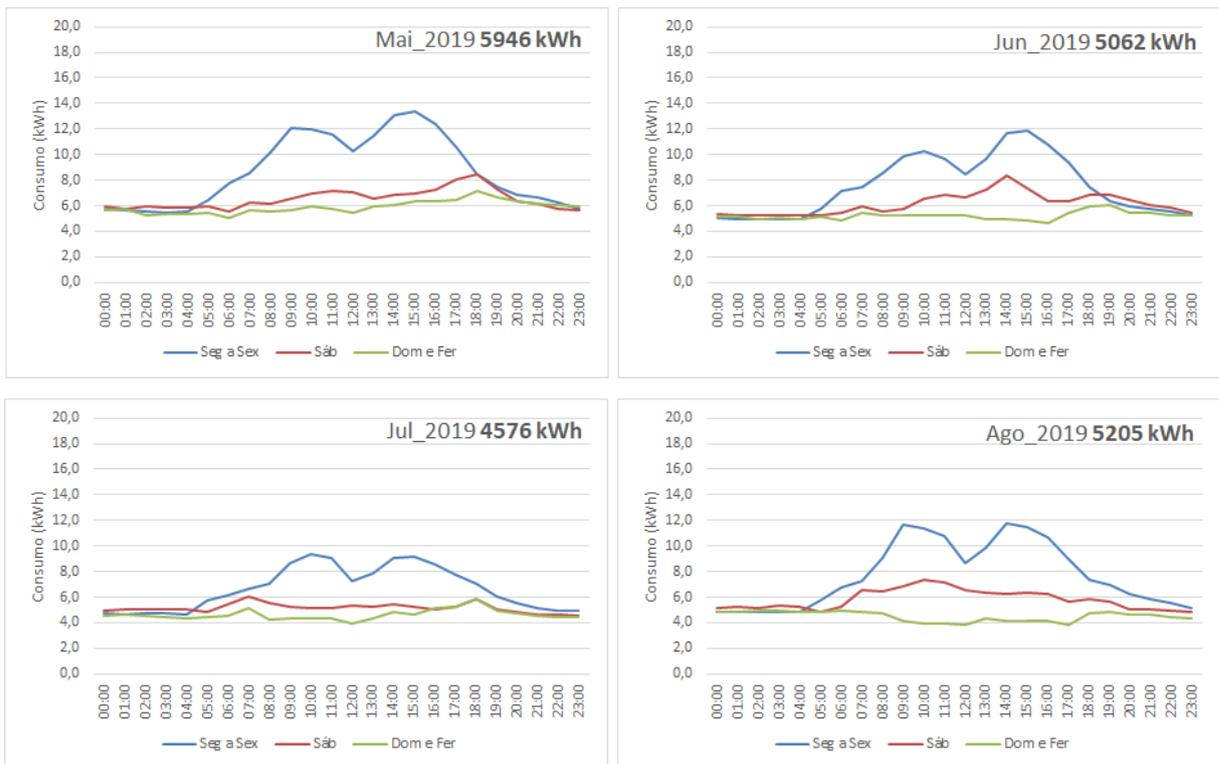
Observa-se que a Figura 30 apresenta, através da comparação de duas curvas de cargas com mesmo valor de consumo diário, a semelhança entre os dois estudos, validando os resultados encontrados. Para encontrar a média diária anual foi necessário encontrar as curvas de consumo mensais de setembro de 2018 até agosto de 2019. A Figura 31 demonstra as 12 curvas de cargas mensais:

Figura 31 - Curvas de cargas mensais.

(Continua)



(Conclusão)

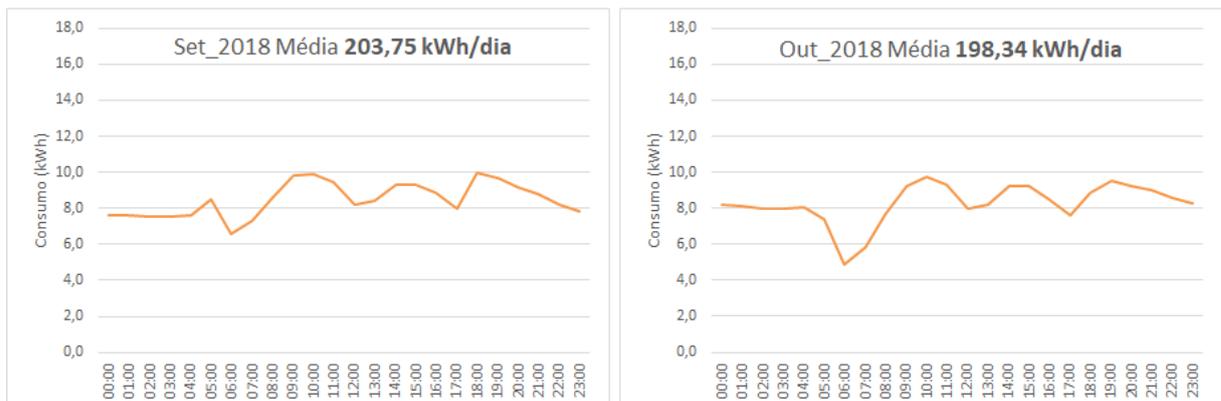


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

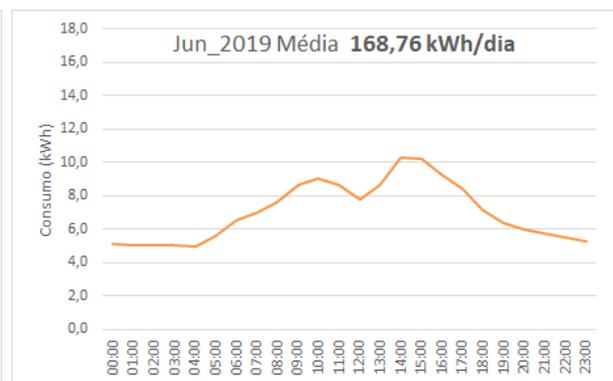
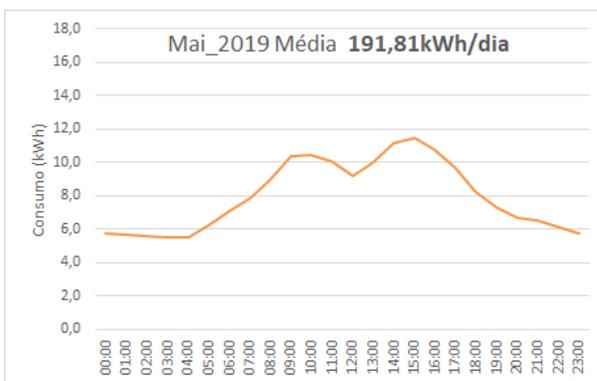
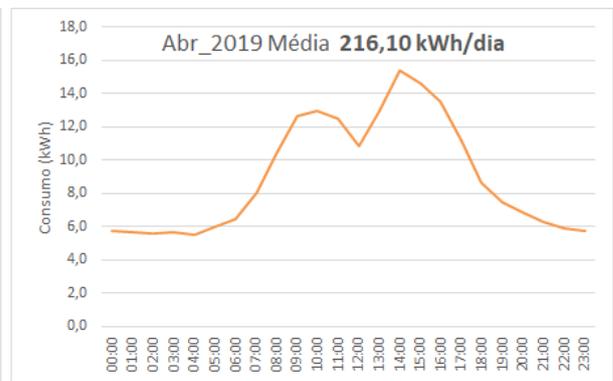
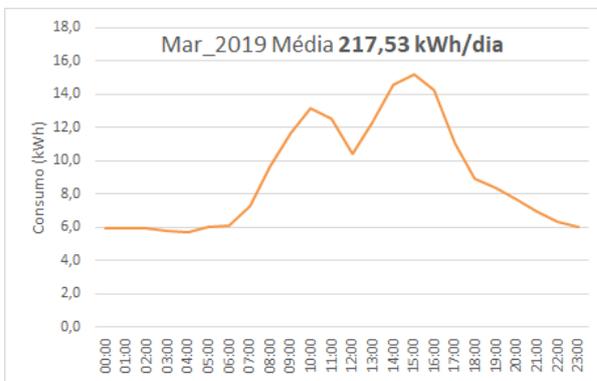
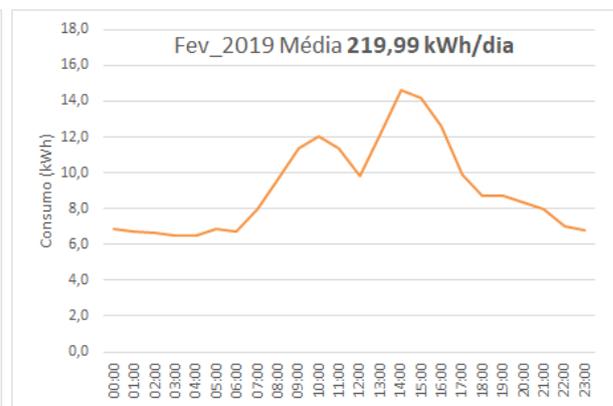
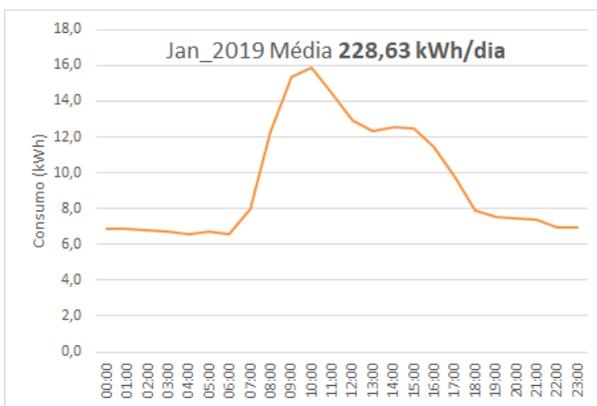
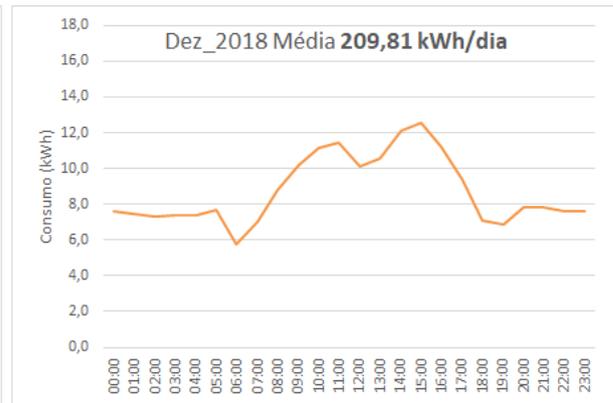
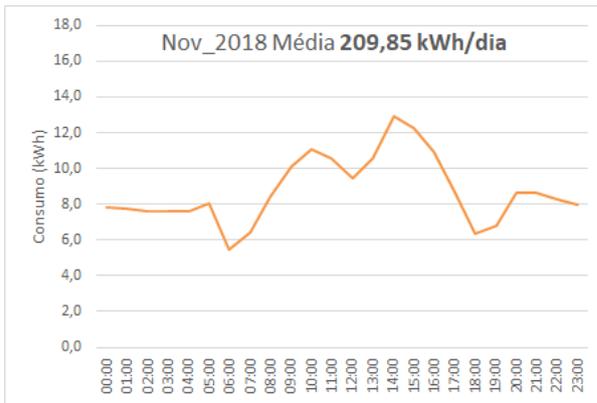
A Figura 31 apresenta 3 curvas. A Curva Azul representa o consumo da edificação nos dias úteis de funcionamento, de segunda à sexta-feira, quando o câmpus funciona em período integral. A Curva Vermelha representa o sábado, quando há atividades reduzidas no local. Os domingos e feriados são representados pela Curva Verde e nesses dias não há a presença de professores e alunos, apenas de funcionários que realizam os serviços de manutenção e preservação do câmpus. A Figura 32 representa a média de consumo considerando todos os dias do mês analisado:

Figura 32 - Curvas de cargas médias diárias.

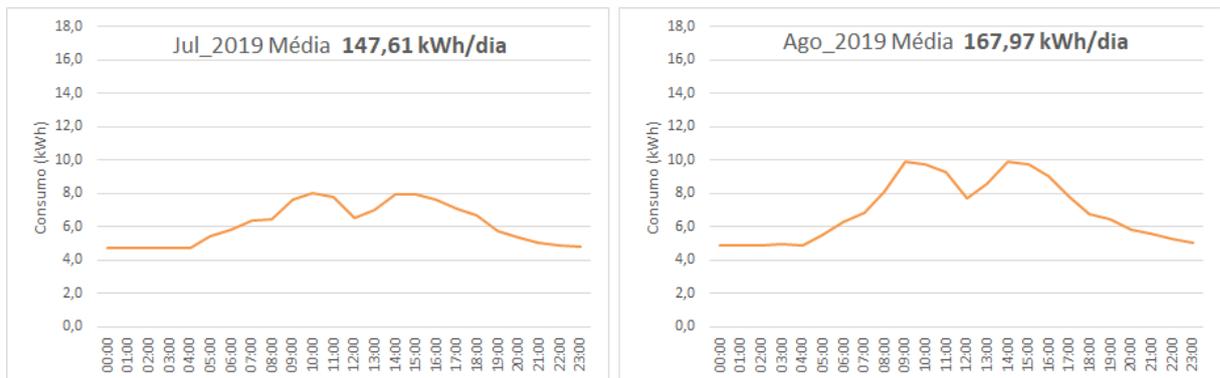
(Continua)



(Continua)



(Conclusão)

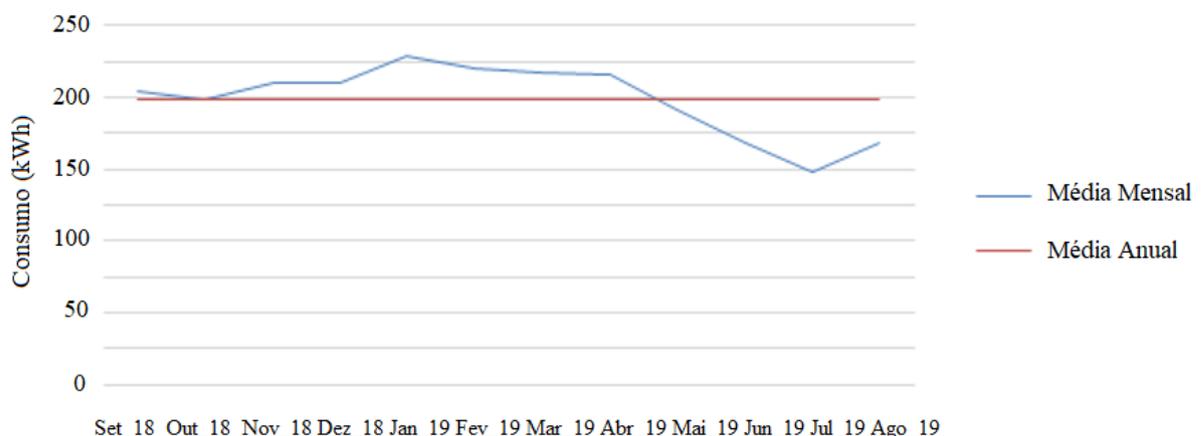


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

O mês de maior consumo de energia na edificação foi Jan_2019 com 7.087 kWh, uma média de 228,63 kWh ao dia, 15 % a mais que a média anual. Já em Jul_2019 aconteceu o menor consumo com 4.576 kWh, com média diária de 147,61 kWh, 25 % menor que a média diária anual. A diferença no consumo de energia elétrica está diretamente relacionada às estações do ano e, conseqüentemente, ao uso de equipamentos elétricos que consomem uma quantidade significativa de energia, como os aparelhos de ar-condicionado.

Assim, a Figura 33, apresenta um comparativo entre o média do consumo diário mensal e a média anual. Essa análise é importante para identificar em quais meses a edificação gasta mais energia elétrica e em quais deles há um consumo menor:

Figura 33 - Comparativo entre as curvas de média mensal e a média anual.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

De Set_2018 até Abr_2019, as médias mensais são superiores à média anual, enquanto os meses de Mai_2019 até Ago_2019 apresentam valores inferiores. A Tabela 8, apresenta os valores de consumo da UFSC de Jan_2017 a Jul_2019. Também são apresentados os valores

medidos de Set_2018 a Ago_2019 e o percentual da energia medida em relação à faturada de Set_2018 a Jul_2019:

Tabela 8 - Valores de consumo da UFSC.

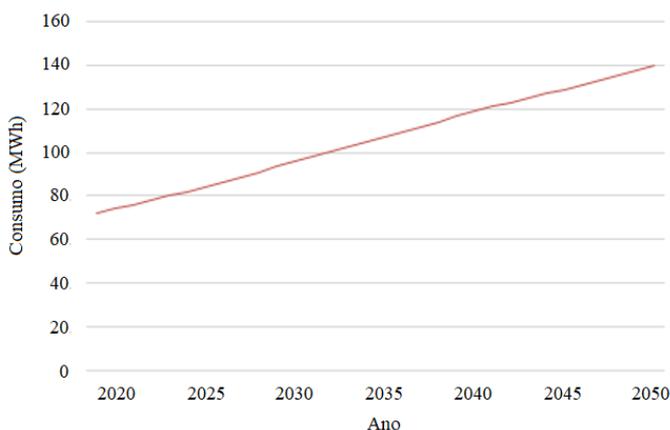
MÊS	Celesc				Medição		
	2017	2018	2019	2018	%	2019	%
JAN	6378,00	8263,00	7768,00	***	***	7087,63	91,24%
FEV	8701,00	8103,68	8654,00	***	***	6159,71	71,18%
MAR	10378,00	8405,34	7329,00	***	***	6743,42	92,01%
ABR	7628,00	8767,65	8003,00	***	***	6483,29	81,01%
MAI	6820,00	8278,96	6490,00	***	***	5946,03	91,62%
JUN	7881,00	7402,98	6159,00	***	***	5062,75	82,20%
JUL	7253,00	7027,51	5824,00	***	***	4576,05	78,57%
AGO	7623,00	7958,26	***	***	***	5205,21	***
SET	8867,00	7360,16	***	6112,46	83,05%	***	***
OUT	8079,00	7227,76	***	6148,46	85,07%	***	***
NOV	8295,00	7317,53	***	6295,62	86,03%	***	***
DEZ	8420,00	7678,00	***	6503,97	84,71%	***	***

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os valores medidos pelo analisador representam em média 84,24 % do consumo faturado pela CELESC. Os outros 15,76 %, provavelmente, são consumidos por instalações externas, já que o analisador de energia foi instalado no quadro de distribuição do prédio principal e não mede edificações externas.

O consumo total medido durante um ano, de Set_2018 até Ago_2019, foi de 72,32 MWh. Esse valor será utilizado como referência para o ano de 2019. Esses dados serão utilizados em um horizonte até 2050, então, é necessária uma projeção para o aumento de carga e a Figura 34 apresenta essa projeção, segundo o relatório de EPE (2018):

Figura 34 - Projeção de aumento de carga horizonte 2019-2050.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

O consumo de energia previsto para os anos de 2030, 2040 e 2050 é de, respectivamente, 95,91 MWh, 119,23 MWh e 139,75 MWh. Esses valores significam um aumento de 32,62 %, 64,86 % e 93,22 %, respectivamente, para os anos de 2030, 2040 e 2050 em relação ao ano base de 2019.

4.3 CENÁRIO VE

Para determinar o momento de recarga do VE é necessário conhecer os horários de chegada e saída do local de carregamento. A hora de chegada no ambiente para cada veículo é amostrada diariamente. As funções de densidade de probabilidade dos tempos de chegada e saída dos veículos utilizados neste trabalho são obtidas a partir de um estudo no estacionamento da instituição durante 105 dias do segundo semestre de 2018, representando uma amostragem de pouco mais de 57 % durante o período analisado. O Método de Monte Carlo (MMC) é utilizado para determinar a potência, o tempo e a hora em que o VE irá recarregar, através da variação dos parâmetros de distância percorrida e hora de chegada e saída.

O levantamento da quantidade de veículos é apresentado na Tabela 9, e foi definido com o auxílio dos funcionários da portaria do estacionamento do câmpus. Os valores foram realizados através das médias horárias:

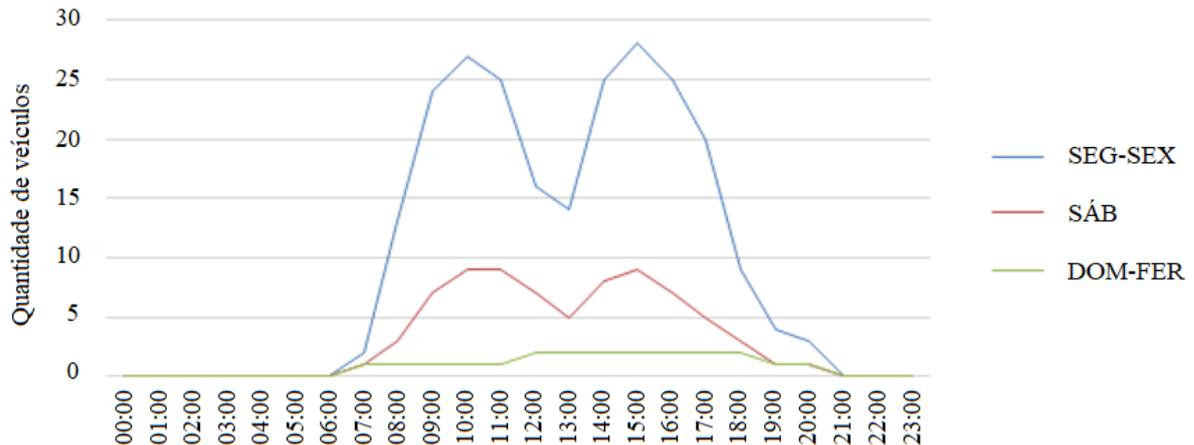
Tabela 9 - Estimativa de veículos no estacionamento da UFSC.

HORA	SEG	TER	QUA	QUI	SEX	SÁB	DOM
00:00 – 06:59	0	0	0	0	0	0	0
07:00 – 07:59	2	2	2	3	3	1	1
08:00 – 08:59	8	20	11	10	15	3	1
09:00 – 09:59	15	35	26	22	24	7	1
10:00 – 10:59	21	37	27	24	27	9	1
11:00 – 11:59	19	34	25	23	25	9	1
12:00 – 12:59	14	23	13	14	14	7	2
13:00 – 13:59	16	13	15	14	11	5	2
14:00 – 14:59	30	28	26	20	19	8	2
15:00 – 15:59	39	31	31	24	18	9	2
16:00 – 16:59	37	24	27	21	16	7	2
17:00 – 17:59	33	18	17	17	12	5	2
18:00 – 18:59	15	8	8	7	6	3	2
19:00 – 19:59	4	5	4	4	3	1	1
20:00 – 20:59	2	1	3	3	2	1	1
21:00 – 23:59	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os horários de maior ocupação do estacionamento são de segunda-feira à sexta-feira entre os horários das 08 h às 19 h. Nesse período, há uma média horária de pouco mais de 20 veículos estacionados. A Figura 35 apresenta a ocupação do estacionamento do câmpus para diferentes dias durante a semana:

Figura 35 - Ocupação do estacionamento para diferentes dias da semana.



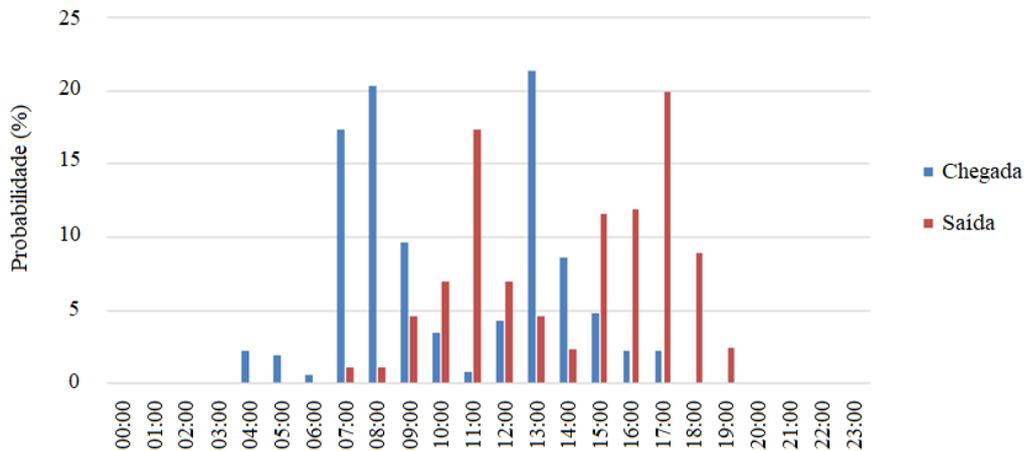
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Curva Azul representa a média de veículos que permanecem estacionados de segunda à sexta-feira em diferentes horários do dia. Nesta curva acontece um aumento da quantidade de veículos a partir das 08 h chegando a um valor máximo de 27 veículos às 10 h. Entre 12 h e 13 h, durante o período de intervalo, a quantidade de veículos diminui para 15 e 14 unidades, respectivamente. A partir das 13 h há um aumento gradativo, chegando ao pico do dia às 15 h, com 28 veículos. Depois desse horário, há um decréscimo de veículos significativo até às 20 h com 3 unidades e a partir desse horário não há movimentação no estacionamento.

A Curva Vermelha representa a média de veículos aos sábados. Nesses dias, há atividades reduzidas no câmpus, quando o valor médio não ultrapassa 9 veículos durante os períodos mais movimentados. Já os domingos e feriados são representados pela Curva Verde, quando não há atividades regulares no câmpus, que é frequentado apenas por colaboradores que realizam a segurança e a vigia do local com mínimo de 1 e máximo de 2 unidades.

Assim, por meio dos dados da Tabela 9 foi elaborada uma distribuição de probabilidade do horário de chegada e saída dos veículos apresentada pela Figura 36:

Figura 36 - Hora de chegada e saída dos veículos à UFSC.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Tabela 10, fornece a probabilidade de cada intervalo de horas mostrado na Figura 37. Por exemplo, a probabilidade de chegada de um VE no ambiente corporativo entre 06:00:00 h e 06:59:59 h é 0,57 % e assim por diante.

Tabela 10 - Distribuição probabilística do horário de chegada e saída de veículos na UFSC.

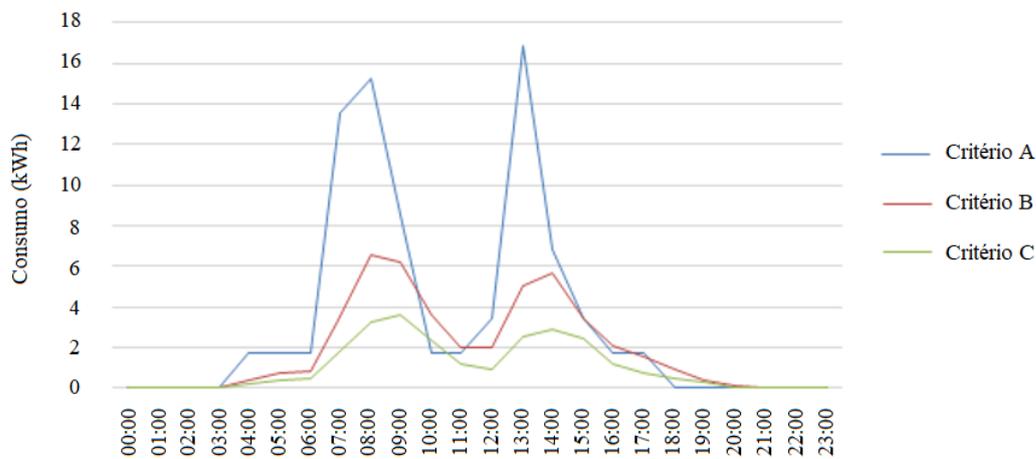
Intervalo de Hora	Chegada (%)	Saída (%)	Intervalo de Hora	Chegada (%)	Saída (%)	Intervalo de Hora	Chegada (%)	Saída (%)
[0,1)	0	0	[8,9)	20,37	1,16	[16,17)	2,21	11,95
[1,2)	0	0	[9,10)	9,63	4,63	[17,18)	2,21	19,96
[2,3)	0	0	[10,11)	3,49	6,95	[18,19)	0	8,89
[3,4)	0	0	[11,12)	0,84	17,37	[19,20)	0	2,45
[4,5)	2,21	0	[12,13)	4,31	6,95	[20,21)	0	0
[5,6)	1,90	0	[13,14)	21,41	4,63	[21,22)	0	0
[6,7)	0,57	0	[14,15)	8,64	2,32	[22,23)	0	0
[7,8)	17,41	1,16	[15,16)	4,79	11,58	[23,0)	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os intervalos de maior probabilidade de chegada pela manhã são entre as 07 h e 08 h horas e entre as 08 h e 09 h, com 17,41 % e 20,37 %, respectivamente. Enquanto à tarde, a maior probabilidade de chegada é entre as 13 h e 14 h, com 21,41 %. A maior probabilidade de saída do estacionamento é entre as 17 h e 18 h, com 19,96 %, seguida do intervalo das 11 h às 12 h, com 17,37 %.

Assim, a Figura 37 apresenta o consumo do carregamento diário de 20 VEs na estratégia de carregamento direto para os cenários A, B e C. Esse número representa a média de veículos de segunda à sexta das 08 h às 18 h, considerando a inserção de 100 % da tecnologia VE. Esse número também representa a quantidade de VEs projetados entre 2036 e 2037 com as características do Cenário Base:

Figura 37 - Consumo do carregamento diário de 20 VE na estratégia de carregamento direto.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

No Critério de carregamento A, o consumo de energia apresentou valores de 79,63 kWh/dia, enquanto no B e no C apresentaram, respectivamente, 45,09 kWh/dia e 24,62 kWh/dia. Isso representa um aumento de 1,76 vezes no consumo do Critério A quando comparado ao B e de 3,23 vezes quando comparado ao C. Essa diferença é ainda maior quando apresentada em escala de consumo anual quando, no Critério A, o consumo do carregamento dos VEs quase chega à 30 MWh, enquanto no Critério B chega a pouco mais de 16 MWh e no Critério C não chega à 9 MWh. Vale lembrar que o Critério A apresenta um cenário bem pessimista, no qual o proprietário realizará o carregamento do VE assim que chegar no estacionamento, independentemente de como estará o *SoC* da bateria.

O Critério B já apresenta um cenário mais realista, no qual o proprietário do VE só irá realizar o carregamento se o *SoC* da bateria estiver abaixo de 50%. Essa conscientização por parte dos proprietários é importante, uma vez que as recargas frequentes podem causar uma redução na vida útil da bateria. No critério de carregamento C, por sua vez, é apresentado um cenário bem conservador, em que o proprietário só irá carregar seu VE o suficiente para realizar a viagem do dia seguinte.

Assume-se, então, que cada VE consome 822,89 kWh/ano para a estratégia de carregamento direta com critério B. Inicialmente, uma frota de 200 veículos é estudada, dentre eles, os convencionais e os elétricos. O aumento dessa frota é baseado no crescimento econômico nacional.

4.4 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO LOCAL

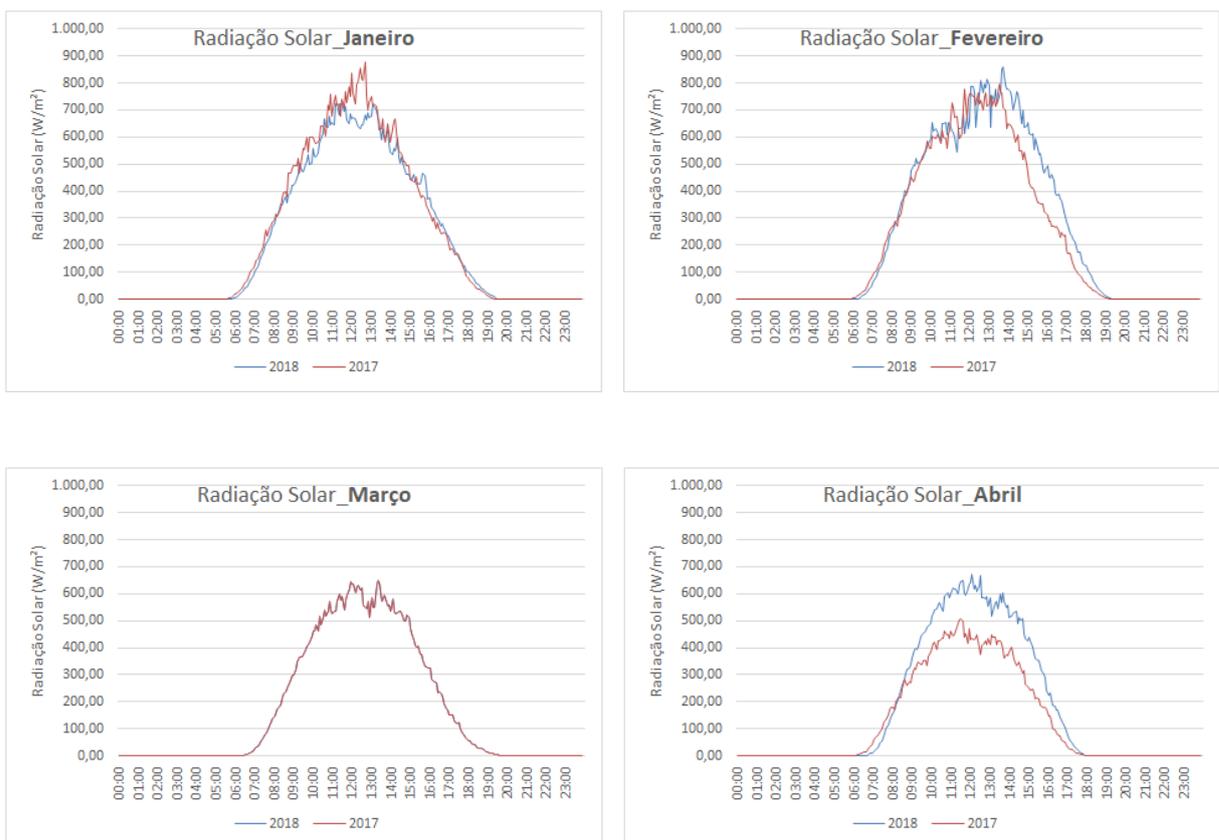
Esta seção está relacionada ao sistema solar fotovoltaico. Primeiramente, é realizada uma análise da radiação solar incidente no local e logo depois é proposto um sistema fotovoltaico e encontrada a produção de energia proveniente do sistema.

4.4.1 Análise da Energia Solar Fotovoltaica (ESF)

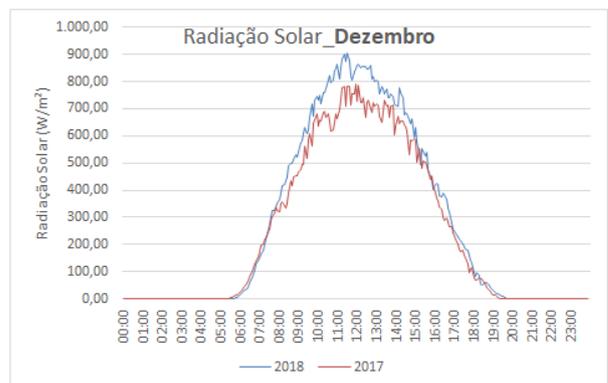
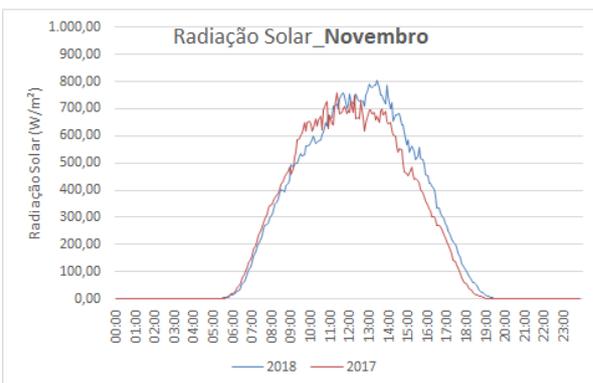
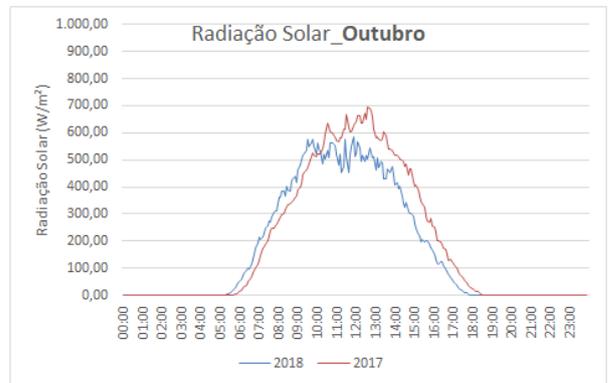
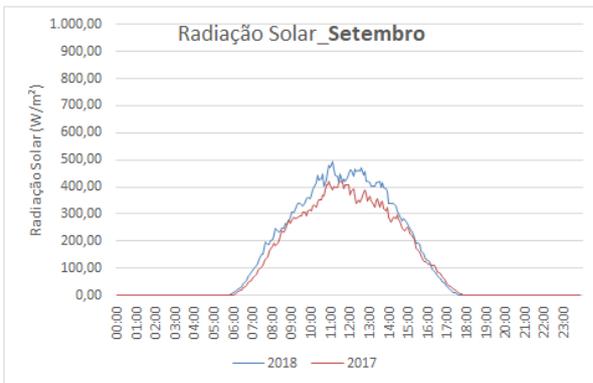
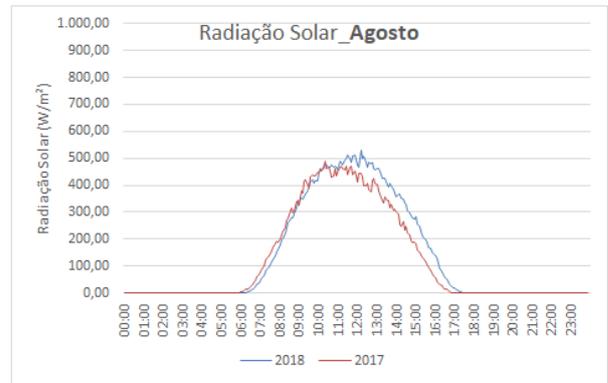
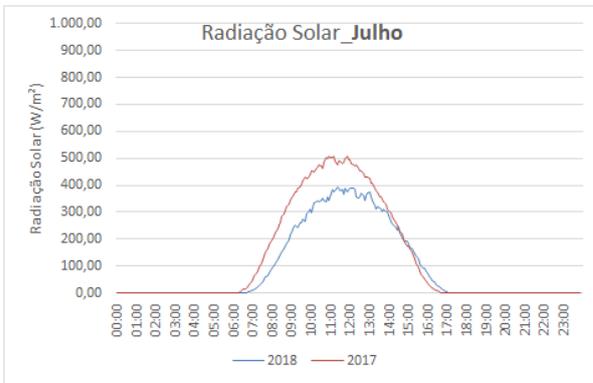
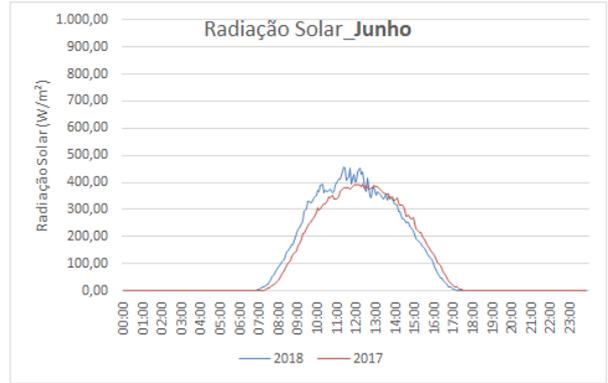
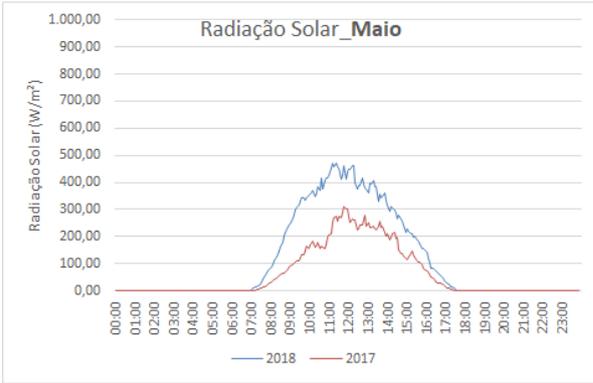
O perfil de produção da ESF sofre alterações durante o ano em virtude das variações da energia solar incidente no local. A Figura 38 apresenta os valores de radiação solar média horária durante os meses dos anos de 2017 e 2018 para superfície horizontal:

Figura 38 - Radiação Solar Média mensal nos anos de 2017 e 2018.

(Continua)



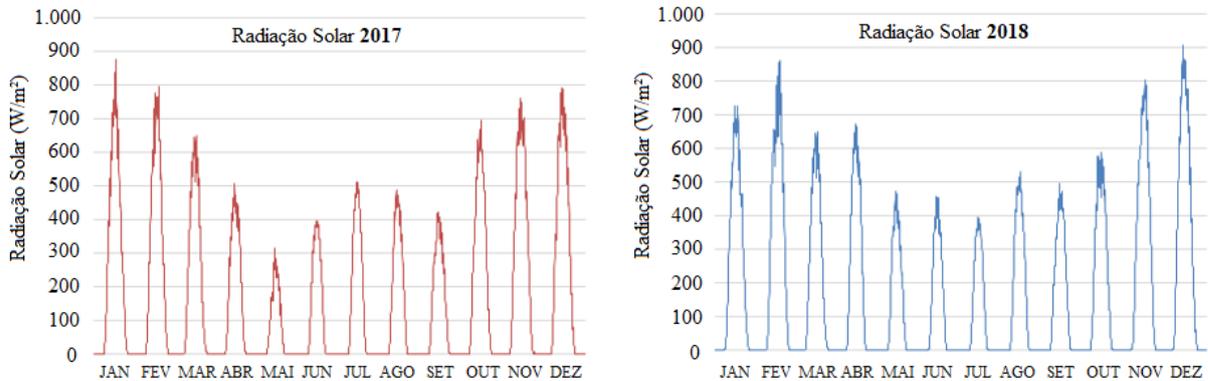
(Conclusão)



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Já a Figura 39, apresenta um comparativo entre os meses dos anos de 2017 e 2018, mostrando a amplitude da radiação solar média para superfície horizontal:

Figura 39 - Amplitude da Radiação Solar Média em 2017 e 2018.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Observa-se que, em 2018, o mês de maior radiação solar média foi dezembro, chegando a 906,40 W/m² na média das 11h30min, seguido do mês de fevereiro com de 852,17 W/m² e do mês de novembro com 804,03 W/m², respectivamente, chegando às médias das 13h40min e 13h25min.

Para dimensionar o sistema fotovoltaico é necessário conhecer a grandeza Horas de Sol Pleno (HSP) e a Tabela 11, apresenta os valores de HSP durante os anos de 2017 e 2018 com base na Figura 39:

Tabela 11 - Valores de HSP de 2017 e 2018.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2017	5,44	5,16	4,22	3,08	1,45	2,36	2,96	2,90	2,69	4,53	5,47	5,76	3,83
2018	5,14	5,75	4,22*	4,26	2,88	2,30	2,27	3,22	3,09	4,03	5,82	6,51	4,11
Média	5,29	5,45	4,22	3,67	2,16	2,33	2,62	3,06	2,89	4,28	5,65	6,14	3,97

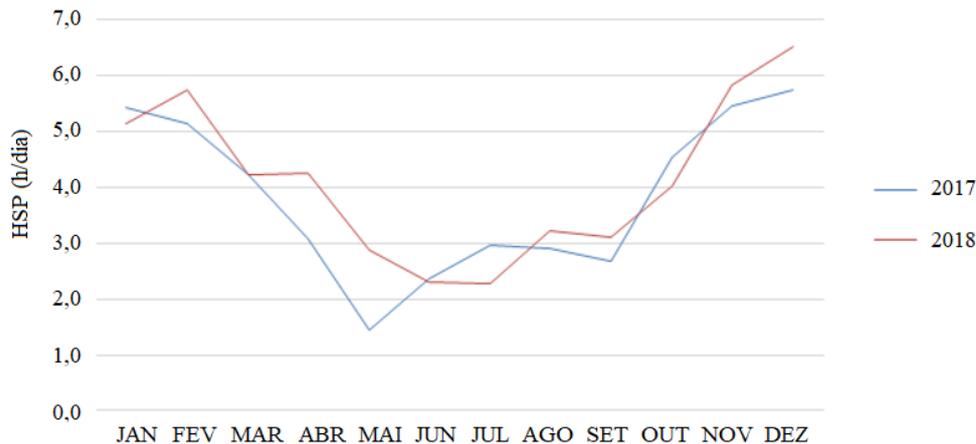
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Em 2017, o mês de maio obteve o menor valor de HSP, com apenas 1,45 h, enquanto dezembro foi o mês de maior valor, com 5,76 h. Em 2018, julho foi o mês com menor HSP, apenas 2,27 h, e o mês de maior valor foi novamente dezembro com 6,51 h. Na média dos 2 anos, maio e dezembro foram os meses de menor e maior valor de HSP, respectivamente, com valores de 2,16 h e 6,14 h.

Durante o mês de março de 2018 não foram obtidas medições de radiação solar no Laboratório, então, para base de cálculos, manteve-se o valor igual ao mesmo mês do ano

anterior. O mês de abril de 2018 obteve dados somente do dia 16 em diante, os quais foram considerados como média. Em outubro do mesmo ano também houve falha na coleta de dados entre 17/10/2018 e 29/10/2018. Assim, a Figura 40 apresenta os valores de HSP mensais durante 2017 e 2018:

Figura 40 - Valores de HSP de 2017 e 2018.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os valores mensais de HSP de 2017 e 2018 apresentam as mesmas tendências em relação ao ano. Durante os meses de março a setembro, a média de HSP é de apenas 2,89 HSP/dia. No período dos meses de outubro a dezembro e de janeiro e fevereiro, a média aumenta para 5,36 HSP/dia, valor 85 % superior ao período anterior.

Os dados da Figura 40, são valores relacionados a uma superfície plana, ou seja, com inclinação igual a 0°. Foi necessário, então, corrigir esses dados para a inclinação que será utilizada no trabalho, que é de 10°. A Tabela 12, apresenta os valores para os dados originais e com a inclinação corrigida para o ano de 2018:

Tabela 12 - Valores de HSP para inclinação de 0° e 10° em 2018.

Inclinação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0°	5,14	5,75	4,22	4,26	2,88	2,30	2,27	3,22	3,09	4,03	5,82	6,51
10°	5,19	5,94	4,52	4,60	3,39	2,78	2,71	3,68	3,37	4,21	5,91	6,53
Ganho (%)	0,95	3,31	7,17	8,07	17,80	20,73	19,24	14,18	8,97	4,48	1,46	0,21

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Assim, em média, com inclinação de 0°, o HSP em 2018 apresenta valor igual a 4,11. Após a correção na inclinação sugerida de 10°, esse valor aumenta para 4,39, um ganho de 6,75 % e a Figura 41 apresenta o comparativo das inclinações:

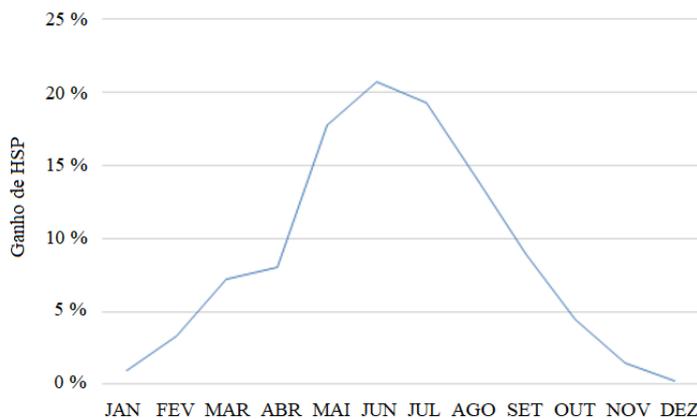
Figura 41 - Comparativo do HSP para inclinação de 0° e 10°.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

No estudo, utiliza-se valor de HSP igual a 4,39, referente às médias mensais do ano de 2018 para inclinação de 10°. A Figura 42 apresenta o ganho de HSP na variação da inclinação de 0° para 10°:

Figura 42 - Ganho de HSP com variação de inclinação de 0° para 10°.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Desta maneira, observa-se que os maiores ganhos são durante a estação do inverno, chegando a 20,73 % no mês de junho e a 16,24 % em julho. Já no verão, a variação é bem menor, com ganho de 0,21 % em dezembro e 0,95 % em janeiro do mesmo ano.

4.4.2 Seleção dos Equipamentos

A escolha dos equipamentos para a instalação fotovoltaica deve levar em consideração a dimensão e o local. Assim, foram selecionados os módulos fotovoltaicos considerando a disponibilidade no mercado nacional e, por isso, optou-se pelo modelo *MAXPOWER CS6U-*

330P da *Canadian Solar* (Anexo A). As principais características deste módulo são descritas na Tabela 13:

Tabela 13 - Características do módulo fotovoltaico adotado.

Marca	<i>Canadian Solar</i>
Modelo	<i>MAXPOWER CS6U-330P</i>
Tecnologia	Silício Policristalino
Potência máxima em condições de STC (1000 W/m²; 25 °C; AM 1,5)	330 Wp
Dimensões do painel	(1960 x 992 x 40) mm
Área	1,94 m ²
Tensão de Máxima Potência (Vm)	37,2 V
Corrente de Máxima Potência (Im)	8,88 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	45,6 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	9,45 A
Eficiência	16,97%

Fonte: Canadian Solar (2019).

Além disso, foram utilizados inversores *Fronius Symo 15.0-3-M* de 15 kW com eficiência máxima de 98,1 % (Anexo B). A Tabela 14 apresenta algumas especificações técnicas do inversor:

Tabela 14 - Especificações técnicas do inversor adotado.

Marca modelo	<i>Fronius Symo 15.0-3-M</i>
Corrente máx. de entrada (I_{ccmáx})	33,0 / 27,0 A
Corrente máx. de curto-circuito do campo do módulo	49,5 / 40,5 A
Faixa de tensão de entrada CC (V_{ccmín} – V_{ccmáx})	200 – 1000 V
Alimentação de tensão inicial (V_{cc} inicial)	200,0 V
Tensão nominal de entrada (V_{cc})	600,0 V
Faixa de tensão MPP (V_{mpp mín} – V_{mpp máx})	320 – 800 V
Faixa de tensão MPP utilizável	200 – 800 V
Potência máxima do gerador fotovoltaico (P_{cc máx})	22,5 kWp
Potência nominal CA (P_{ca,r})	15,0 kW
Potência máx. de saída (P_{ca máx})	15,0 kVA
Potência máxima de saída (I_{ca nom})	21,7 A
Faixa de tensão CA (V_{mín} – V_{máx})	150 – 280 V
Grau de eficiência máx. (FV – rede de energia)	98,1%

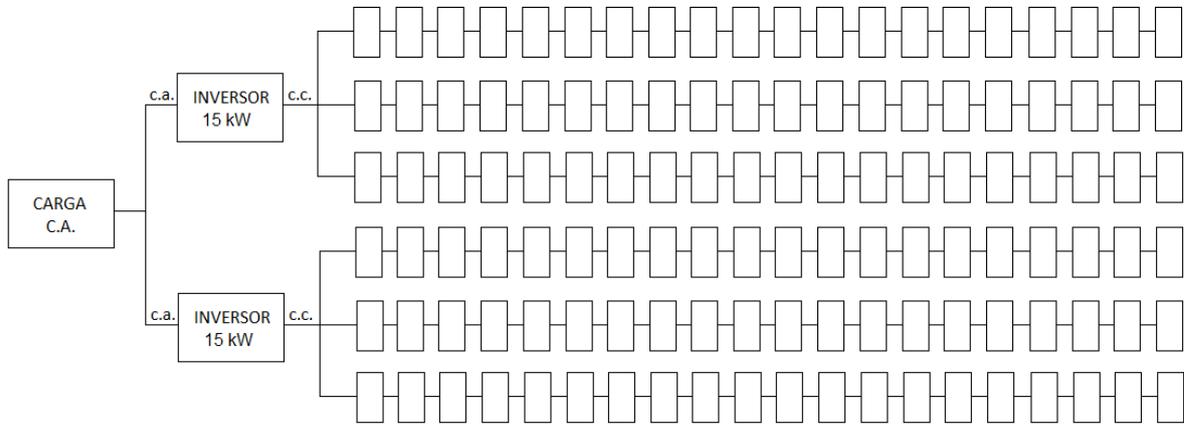
Fonte: Fronius (2019).

4.4.3 Proposta de Sistema Fotovoltaico

O sistema solar fotovoltaico foi projetado para que não houvesse alteração no contrato de demanda da UFSC junto à concessionária de energia, que é de 30 kW. Então, foi proposto um sistema formado por 2 inversores de 15 kW com 6 *strings* de 20 módulos fotovoltaicos, totalizando 120 módulos de 330 Wp e uma potência instalada de 39,6 kWp. É importante ressaltar que as características e as especificações técnicas dos módulos e dos inversores e a

quantidade dos equipamentos satisfazem as Equações (6), (7), (8) e (9). A Figura 43 apresenta a proposta do sistema solar fotovoltaico:

Figura 43 - Sistema fotovoltaico proposto de 39,6 kWp.

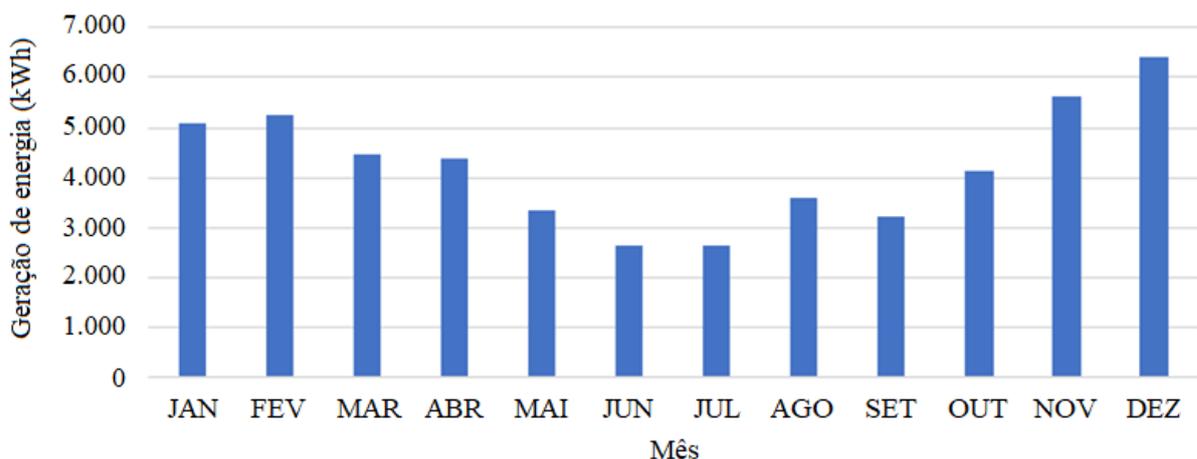


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

4.4.4 Estimativa de Geração

A estimativa de geração do sistema solar fotovoltaico de 39,6 kWp para o ano de 2018 é apresentada pela Figura 44:

Figura 44 - Estimativa de geração de energia de um sistema de 39,6 kWp para o ano de 2018.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

O mês de Dez_2018 é o mês com maior previsão de geração de energia com 6.410 kWh, enquanto os meses de Jun_2018 e Jul_2018 tiveram previsão de pouco de mais de 2.600 kWh. Em média, quase 140 kWh por dia e um total de 50.779 kWh no ano. Essa produção de energia anual de 50.779 kWh representa 70,21 % do consumo analisado para o ano de 2019.

4.5 BALANÇO DE ENERGIA

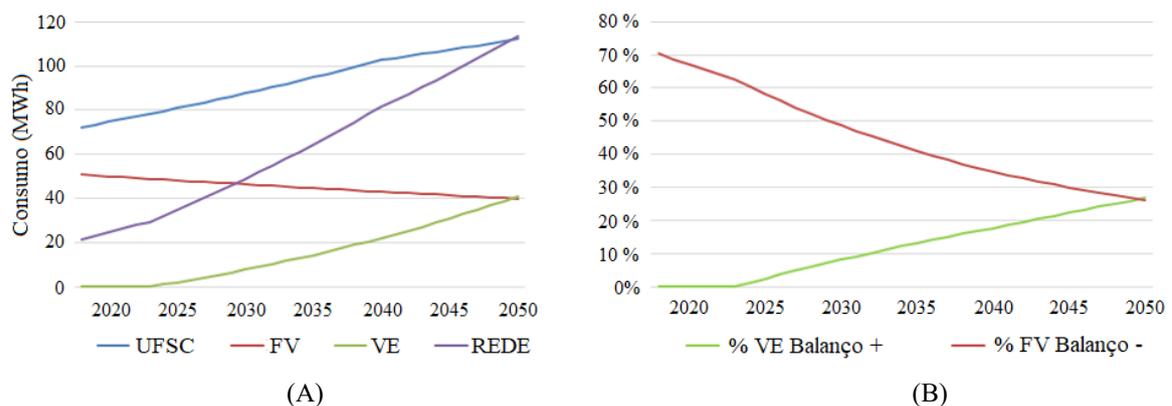
Nesta subseção é realizado o balanço de energia da edificação levando em consideração o horizonte 2019-2050, em que algumas premissas são fixadas e alguns cenários são modificados. Considera-se, neste caso, que o perfil de radiação utilizado do ano de 2018 se mantenha constante até o final do estudo e que a degradação dos módulos se conserve 0,75 % a.a. no período 2018-2050.

4.5.1 Cenário 1- Cenário Base

Neste cenário base é considerado um crescimento de carga baseado no Cenário Inferior de EPE (2016). Uma frota de 200 veículos é estudada nesse cenário, com taxa de penetração com crescimento linear de 2024 a 2050, chegando a 15 % no último ano. O crescimento econômico da frota nesse cenário é o Inferior, com crescimento linear de 1,6 % a.a. O consumo por VE foi fixado em 822,89 kWh/ano, conforme a metodologia aplicada por Colonetti *et al.* (2016). O sistema fotovoltaico utilizado é de potência de 39,6 kWp com degradação linear na sua geração de energia de 0,75 % a.a.

Assim, a Figura 45 apresenta o balanço de energia do Cenário Base. O balanço positivo de energia é demonstrado pela linha azul (UFSC) e pela linha verde (VE), que representam, respectivamente, o consumo da edificação da UFSC e o consumo do carregamento dos veículos elétricos. A compensação do balanço de energia está demonstrada pela linha vermelha (FV), que representa a geração de energia fotovoltaica e pela linha roxa (REDE) que representa o quanto de energia será necessário solicitar da rede de distribuição para o balanço de energia se satisfazer:

Figura 45 – Cenário 1- Cenário Base.

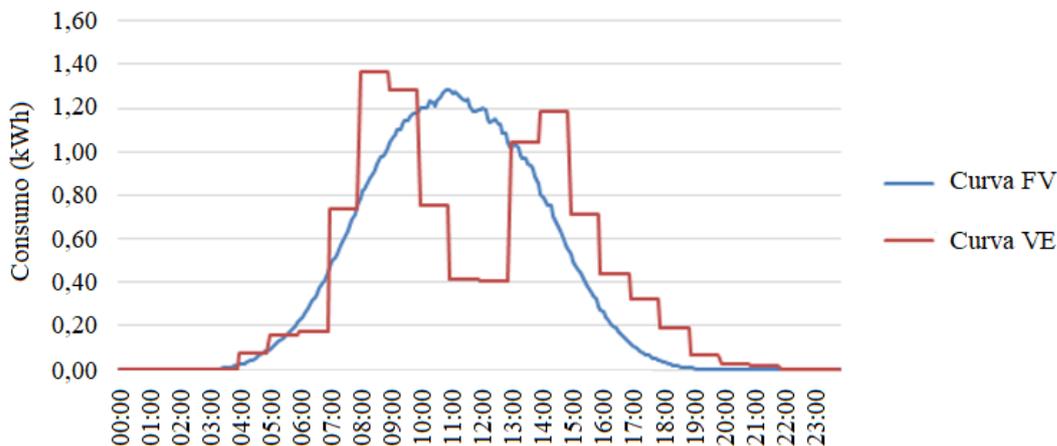


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Conforme Figura 45(a), inicialmente, o sistema FV consegue atender 70,21 % da demanda da UFSC. Com o aumento do consumo da instituição e inserção da tecnologia VE, atrelado à diminuição da geração de energia fotovoltaica ao longo do tempo, ao final de 2050, o sistema conseguiria atender somente 35,58 % da demanda da UFSC e 26,05 % da demanda total (UFSC+VE). Já a Figura 45(b) apresenta a participação das tecnologias VE e FV no balanço de energia positivo e negativo, respectivamente. Ao final de 2050, a geração de energia fotovoltaica seria somente para suprir a consumo de energia do carregamento dos VEs, com valores próximos de 40 MWh.

Assim, a Figura 46, demonstra a curva de carga dos VEs e a curva de geração de energia FV para uma média diária prevista para 2050:

Figura 46 - Curva de Carga dos VE e de Geração FV diária em 2050.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

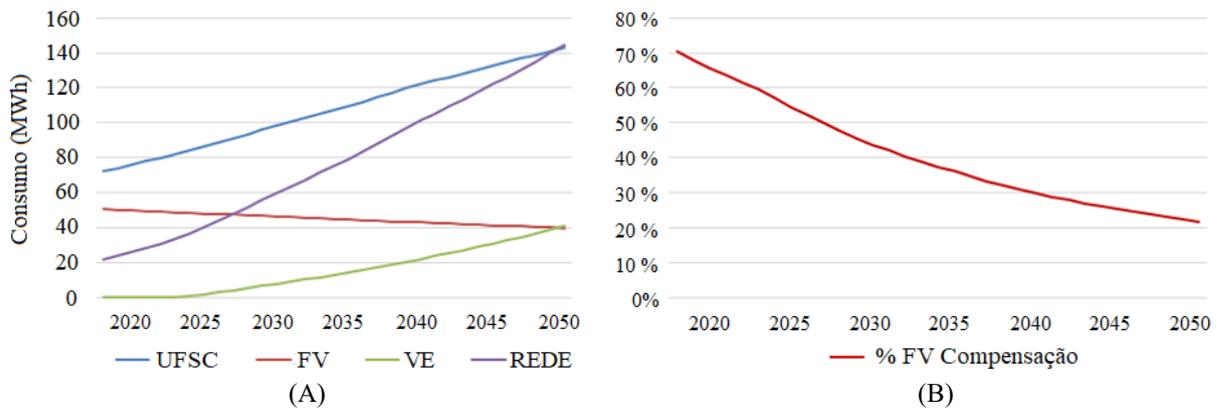
Neste cenário, a curva de carga do carregamento dos VEs e a geração FV em 2050 apresentam valores semelhantes, com 112,41 kWh/dia e 109,58 kWh/dia, respectivamente. As duas curvas iniciam às 04 h e se encerram após as 21 h. Durante às 10 h até às 13 h é o intervalo no qual a geração FV apresenta maiores valores e nesse período o carregamento dos VEs apresenta uma diminuição. Essa diferença é compensada em momentos em que a geração FV é menor do que o carregamento dos VEs.

4.5.2- Cenário 2- Crescimento de Carga

O Cenário 2 tem como diferencial a variação do crescimento de carga da UFSC do cenário inferior para o cenário superior de EPE (2016). A demanda dos VE e a geração FV se

mantém igual ao Cenário Base. Há variação na quantidade de energia exigida pela REDE devido ao balanço de energia, conforme apresenta a Figura 47:

Figure 47 - Cenário 2- Crescimento de Carga.



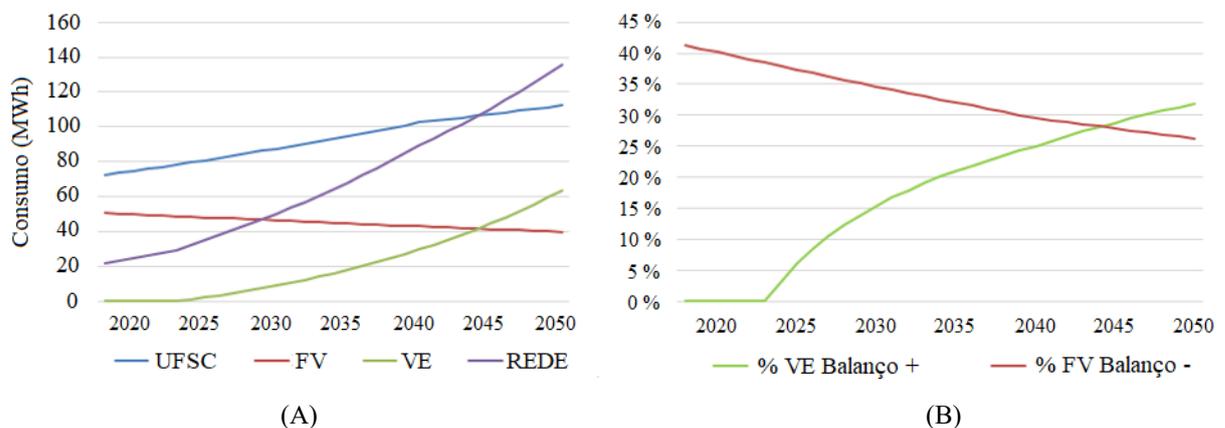
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Como não houve alteração na demanda do sistema FV e dos VEs, a compensação das duas tecnologias aconteceria também entre os anos de 2049 e 2050. Conforme Figura 48(b) e, como já mencionado, o sistema FV, inicialmente, consegue atender 70,21 % da demanda da UFSC, sobretudo, ao final do período analisado, esse valor cai para apenas 21,64 %.

4.5.3- Cenário 3- Crescimento Econômico

Neste cenário é utilizado um crescimento econômico de 3,0 % a.a. Esses números são utilizados para aumentar a frota de veículos que podem ser utilizados como VEs, mantendo a taxa de penetração semelhante à do Cenário Base. As demandas da edificação e da geração de energia FV não se alteram, conforme observa-se na Figura 48:

Figura 48 - Cenário 3- Crescimento Econômico



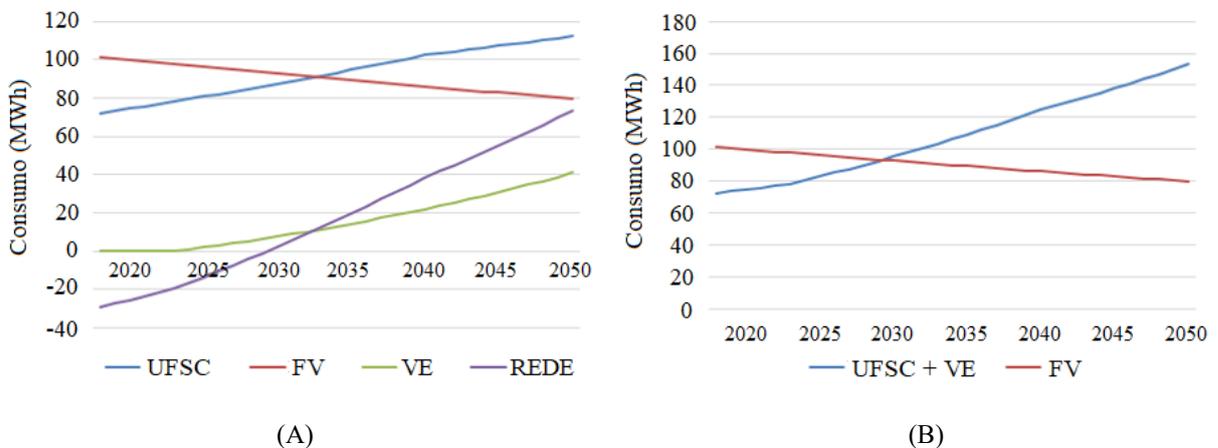
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Observa-se que na Figura 48(a), em 2044, a demanda do carregamento dos VEs será igual à geração de energia FV com, aproximadamente, 41 MWh/ano. De acordo com Figura 48(b), a geração FV inicia com participação de 41,25 % no balanço de energia e os outros 58,75 % é necessário suprir através da rede de distribuição. Ao final de 2050, a participação da geração FV diminui para 26,24 %. Já o carregamento dos VEs, que inicia com 0 %, termina o período analisado com uma participação de 31,88 % sobre o balanço de energia positivo, os outros 68,12 % são consumo da própria edificação.

4.5.4- Cenário 4- Sistema Fotovoltaico de 79,2 kWp

Neste cenário é analisada a utilização de um sistema solar fotovoltaico de 79,2 kWp, com o dobro da potência do sistema no Cenário Base. A Figura 49 apresenta o balanço de energia com o novo sistema:

Figura 49 - Cenário 4- Sistema Fotovoltaico de 79,2 kWp.



Fonte: Elaborado do autor (2020).

Na Figura 49(a), observa-se que a geração FV do novo sistema apresenta valores superiores ao consumo da edificação. Entre 2032 e 2033, a demanda da UFSC será atendida somente pelo sistema FV, conseqüentemente, a demanda dos VEs será exigida através da REDE. Até 2029, o sistema conseguirá gerar energia para atender a demanda da UFSC mais a demanda do carregamento dos VEs, conforme apresenta a Figura 49(b).

5 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou uma metodologia para dimensionar um sistema de carregamento de veículos elétricos em um estacionamento corporativo com geração fotovoltaica integrada.

A metodologia proposta foi dividida em 4 etapas principais: (i) caracterização da carga; (ii) levantamento da irradiação local; (iii) curva de carregamento de veículos elétricos; e (iv) balanço de energia. Para demonstrar a aplicação da metodologia, foi considerado como estudo de caso a Universidade Federal de Santa Catarina Campus Araranguá.

Além disso, a caracterização da carga foi realizada com o auxílio de um analisador de energia e com ele foi obtida a curva de carga da instalação através do consumo horário. No período de Set_2018 à Ago_2019, por meio do analisador, as medições registraram 84,24v% do valor faturado pela CELESC. Os outros 15,67 % são de instalações externas, os quais o projeto elétrico da instalação não permitia que o analisador registrasse. A curva de carga da UFSC para um consumo diário de 200 kWh se assemelhou muito à curva genérica de Sausen (2017) para o Poder Público.

Os dados de irradiação solar local foram obtidos através dos dados meteorológicos horários do Laboratório de Pesquisa Aplicada (LPA) da UFSC Campus Araranguá e serviram de base para os cálculos da energia solar incidente no local de estudo. Assim, foram obtidos dados de 2017 e 2018.

Para isso, foi necessária a correção dos dados de irradiação, pois os dados coletados eram de uma superfície na horizontal (0°) e o proposto sistema fotovoltaico tem uma inclinação igual a 10° . Com essa alteração, houve um ganho de 6,75 % nas HSP do projeto. Para dimensionar a potência do sistema fotovoltaico foram consideradas as informações do contrato de demanda entre a UFSC e a concessionária de energia (CELESC). A demanda contratada atual é de 30 kW, então, foi proposto um sistema com potência instalada de 39,2 kWp formado por 2 inversores de 15 kW e 120 módulos de 330 Wp. A estimativa de geração de energia é de 50.779 kWh com os dados de irradiação do ano de 2018.

O Método de Monte Carlo (MMC) foi empregado para a obtenção da curva de carga de carregamento dos veículos elétricos através da metodologia de Colonetti *et al.* (2016). O MMC utilizou as variáveis de distância percorrida, horários de saída e chegada do estacionamento da UFSC para determinar o momento e a potência necessária durante o carregamento. Então, entre os três critérios apresentados, a saber, A, B e C, foi utilizado apenas o Critério B de recarga, no qual o VE realizará a recarga apenas se o *SoC* estiver abaixo de

50%. Para uma frota de 20 VEs, nesse critério de carregamento, seria necessária uma energia de 45,09 kWh/dia. Quando comparado ao Critério A, esse valor aumenta 176% chegando a 79,63 kWh/dia. Ao comparar com o B, esse valor diminui para 24,62 kWh/dia, um decréscimo de 45%.

O balanço de energia é o equilíbrio entre a soma da geração de energia fotovoltaica e da energia da REDE com a soma do consumo da edificação e do carregamento dos VEs. Esse balanço foi projetado em um horizonte até 2050, em que algumas premissas foram fixadas e alguns cenários modificados.

Neste sentido, a metodologia proposta se torna válida tecnicamente quando testada em estudo de caso na Universidade Federal de Santa Catarina Campus Araranguá, com baseamento nos resultados apresentados, já a viabilidade econômica ainda não sabemos. Mesmo assim, observa-se que o crescimento da frota de veículos ao longo do tempo pode apresentar uma ameaça aos sistemas elétricos, uma vez que os sistemas não foram projetados para atender essa demanda de energia.

Além disso, o carregamento dos VEs configura-se como uma nova carga com padrões de consumo diferentes dos atuais, alterando o consumo de energia das redes de distribuição, principalmente, em horários de pico de demanda.

O ambiente residencial foi identificado como sendo o lugar preferido dos usuários de VEs para recarregar seus veículos, especialmente à noite (horário de pico). Já em ambientes corporativos, a implantação de estações de recarga poderiam reduzir os impactos provocados pelo carregamento de VEs, uma vez que estariam a disposição dos usuários durante os horários de funcionamento, ou seja, em um período maior durante o dia. Sendo assim, as pesquisas e ações das empresas envolvidas com o sistema elétrico devem incentivar a implantação de estações de recarga nesses ambientes.

No entanto, as adequações nos sistemas elétricos serão necessárias, seja com investimentos em condutores e transformadores, seja com injeção de potência em pontos estratégicos.

Neste contexto, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma solução renovável para a injeção de potência no sistema elétrico. Em ambientes corporativos, por exemplo, há um maior consumo de energia durante o dia, horário em que há uma maior produção de energia solar fotovoltaica. Vale ressaltar, no entanto, que o carregamento dos VEs no período da manhã e da tarde só vale a pena quando houver produção do sistema fotovoltaico, caso contrário, haveria uma sobrecarga no sistema se o carregamento acontecesse por muito tempo.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Os estudos e resultados obtidos nesta pesquisa podem servir de subsídio para futuro trabalhos, tais como:

- Realizar as projeções nos cenários 2019-2050 com alteração no sistema de recarga dos VEs através da variação nas estratégias de carregamento;
- Propor cenários de projeção com crescimento mais acelerado da frota de VE baseado em novas políticas de integração dos veículos;
- Realizar estudos de viabilidade econômica relacionados à elaboração, implantação e monitoramento do proposto sistema fotovoltaico, com variações no tamanho do sistema inicial;

5.2 PUBLICAÇÕES

MARTINS, E. C.; PFITSCHER, L. L. **Methodology For Dimensioning EV Load into Parking With Solar Energy**. Revista do IEEE America. 2020. (Submetido em abr. 2020).

REFERÊNCIAS

- ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR IEC 61851-1:2013**. Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Brasil, 47 p. 2013.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016a. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. Módulo 2. Brasília, 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5. Acesso em: 16 mar. 2018.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020. **Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento- P&D nº 22: “Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente”**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>. Acesso em: 13 mar. 2020.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016b. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2. Ed- Brasília: ANEEL, 2016.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Modalidades Tarifárias**, 2019a Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>. Acesso em: 15 jun. 2019.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa Branca**, 2019b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 5 jun. 2019.
- ANFAVEA. **Autoveículos- Produção, licenciamento, exportações em unidades de montados**. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/estatisticas.html>. Acesso em: 10 jan. 2020.
- ARIAS, M. N. B. **Integração de veículos elétricos no planejamento da expansão dos sistemas de distribuição**. Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista, UNESP. 172 p. Ilha Solteira. 2019.
- ARIOLI, V. T. **Análise de Impactos Técnicos Provocados pela Penetração Massiva de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP. 174 p. Campinas, 2016.
- AUTOEVOLUTION. **Nissan Leaf**: generations timeline, specs and pictures. Bucharest, 2019a. Disponível em: <https://www.autoevolution.com/nissan/leaf/>. Acesso em: 10 jul. 2019.
- AUTOEVOLUTION. **Tesla Motors**: models & brand history. Bucharest, 2019b. Disponível em: <https://www.autoevolution.com/tesla-motors/>. Acesso em: 10 jul. 2019.
- AXSEN, J.; KURANI, S.K. Anticipating plug-in hybrid vehicle energy impacts in California: constructing consumer-informed recharge profiles. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**. Issue 4, v. 15, p. 212-219, 2010.
- AZEVEDO, C. M. L. de. **Métodos de estimativa de volumes anuais de tráfego rodoviário: um modelo para Portugal**. 2008.

BARAN, R. **A introdução de veículos elétricos no Brasil: avaliação do impacto no consumo de gasolina e eletricidade.** Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 139 p. Rio de Janeiro. 2012.

BERCKMANS, G, *et al.*, Cost projection of state of the art lithium-ion batteries for electric vehicles up to 2030. **Energies**, Basel, v. 10, n. 9, 2017.

BERGGREEN, J. **Nowegian grid struggling to keep up with growing EV fleet.** Norway, 2017. Disponível em: <https://evobession.com/norwegian-grid-struggling-keep-growing-ev-fleet/>. Acesso em: 17 jan. 2019.

BITTENCOURT, A. H. **Estratégia para o gerenciamento do balanço da geração fotovoltaica de energia elétrica integrada à edificação e veículos elétricos em rede inteligente.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. 226 p. Florianópolis, 2014.

BORBA, B. S. M. C. **Metodologia de Regionalização do Mercado de Combustíveis Automotivos no Brasil.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2008.

BP. **BP energy outlook.** [S. 1.] 2018. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economicx/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2019.

BRADLEY, T. H.; FRANK, A. A. Design, demonstrations and sustainability impact assessments for plug-in hybrid electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** **13**: 115- 128. 2009.

BREMERMANN, L. E.; MATOSA, M.; LOPES, J. A. P.; ROSA, M. Electric vehicle models for evaluating the security of supply. **Electric Power Systems Research**, 111:32-39. 2014.

BULKELEY, H.; PATERSON, M.; STRIPPLE, K. (ed). **Towards a cultural politics of climate change: devices, desires and dissent.** Cambridge: Cambridge University Press, 2016.

CANADIAN SOLAR. **Datasheet MaxPower CS6U-P.** PV Module Product Datasheet. Aug. 2017. Disponível em: <http://www.canadiansolar.com>. Acesso em: 20 jun. 2019.

CELESC, Centrais Elétricas de Santa Catarina. **Fatura de Energia Elétrica 2019.**

CELESC, Centrais Elétricas de Santa Catarina. **O Projeto Eletroposto Celesc.** 2020. Disponível em: <http://www.eletropostocelesc.com.br>. Acesso em: 13 mar. 2020.

CETESB, Companhia Ambiental do Estado de São Paulo. **Curvas de intensidade de uso por tipo de veículo automotor da frota da cidade de São Paulo.** São Paulo, 2013. Disponível em: www.ambiente.sp.gov.br. Acesso em: 18 nov. 2018.

CHIKKANNANAVAR, S.; BERNARDI, D.; LIU, L. A review of blended cathode materials for use in Li-ion batteries. **Journal of Power Sources**, vol. 248, pp. 91-100, 2014.

CLEMENT, K.; HAESSEN, E.; DRIESEN, J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on the distribution grid. **Proceedings 2008-4th IEEE BeNeLux Young researchers symposium in electrical power engineering**. Eindhoven, The Netherlands. pp. 1-6, 2008.

COLONETTI, B. R.; BREMERMAN, L. E.; CAMPOZANA, K. S. **Model for the evaluation of the impact of electric vehicle integration on the adequacy of generating systems**. Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia. CRICTE. ISSN 2318-3438. 2016.

CUSTODIO, I. P.; ZOMER, C. D.; SCHENEIDER, K.; RUTHER, R. **Critérios e soluções adotados em projeto de estacionamento solar de 1 MWp em Florianópolis-SC**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar- Gramado. 2018.

DUBEY, A.; SANTOSO, S. Electric vehicle charging on residential distribution systems: Impacts and mitigations. **IEEE Access**, New York, v. 3, p. 1871-1893, 2015.

EPE. **Demanda de energia 2050**. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Rio de Janeiro, 2016.

EPE. **Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade**. Nota Técnica EPE DEA 003/2019. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Rio de Janeiro, 2019.

EPE. **Relatório Parcial 2- Cenários de Demanda para o PNE2050**. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Rio de Janeiro, 2018.

EPRI. **Comparing the benefits and impacts of hybrid electric vehicle options**. EPRI-Electric Power Research Institute. Palo Alto, CA, 1000349; 2001.

ESTADÍSTICA, I. N. de. **Inquérito a mobilidade da população residente 2000**. 2002

FARMER, C.; HINES, P.; DOWDS, J.; BLUMSACK, S. Modeling the impact of increasing PHEV loads on the distribution infrastructure, **43rd Hawaii international conference on system sciences**, pp. 1-10, 2010.

FRONIUS. Energia Solar. **Inversor**. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/comercial/inversor/fronius-symo/fronius-symo-15-0-3-m>. Acesso em: 02 ago. 2019.

FUNDO VERDE. **Estacionamento Solar**. Projetos Fundo Verde. <http://fundoverde.ufrj.br/index.php/pt/projetos/projetos-fundo-verde/energia/estacionamento-solar>. Acesso em: 15 jul. 2019.

GALLI, F. P.; STEFENON, S. F.; AMÉRICO, J. P. **Analysis of Transient Short Circuits in Transmission Lines Using The UDW Software**. Revista Espacios. Vol. 38 (nº 34), p. 11. 2017.

GIGLIOLI, R.; GIUNTOLI, M.; LUTZEMBERGER, G.; POLI, D. Impact of a large fleet of EVs on the efficiency and reliability of an electric power system. In IEEE, editor, 2014. **IEEE International Electric Vehicle Conference**. 2014.

GODINA, R.; RODRIGUES, E. M. G.; PATERAKIS, N. G.; ERDNIC, O.; CATALÃO, J. P. S.; Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data. **Energy Conversion and Management Journal**, ed. 120, pp. 206-216, 2016.

GOOGLE EARTH. **UFSC Campus Araranguá**. Acesso em: 25 abr. 2018.

GONZÁLEZ, L.; SIAVICHAY, E.; ESPINOZA, J. Impact of EV fast charging stations on the power distribution network of a Latin American intermediate city. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 107, p. 309-318, 2019.

GRAY, M. K.; MORSI, W. G. Power Quality Assessment in Distribution Systems Embedded With Plug-in Hybrid and Battery Electric Vehicles. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 30, no. 2, pp. 663-371, 2015.

HASSET, B.; BOWER, E; ALEXANDER, M. **Deliverable 3.2 ev penetration scenarios**. 2011.

IEA. International Energy Agency. **Global EV Outlook 2018: towards cross-modal electrification**. Paris: International Energy Agency, 2018. P. 1-141.

IEA. International Energy Agency. **Global EV Outlook 2019: scaling up the transition to electric mobility**. Paris: International Energy Agency, 2019.

IEA. International Energy Agency. **Global EV outlook 2017: two million and counting**. Paris, France, 2017.

IEA. International Energy Agency. **Technology Roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles**. France, 2011.

IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook**. France, 2012.

ISSO. ISSO Tecnologia. **Manual de configuração e instalação física**. DMI T5T Analisador e multimedidor elétrico. 2018.

KOOROSHY, J.; IBBOTSON, A.; LEE, B.; BINGHAM, D. R.; SIMONS, W. **The low carbon economy: Gs sustain equity investor's guide to a low carbon world**. 2016.

LI, H.; LIAO, C.; WANG, L. Research on state-of-charge estimation of battery pack used on hybrid electric vehicle, in **Proc., Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**, p. 1-4, 2009.

LIU, Z.; WANG, D.; JIA, H.; DJILALI, N.; ZHANG, W. Aggregation and bidirectional charging power control of plug-in hybrid electric vehicles: Generation system adequacy analysis. **IEEE Trans. Sustain. Energy**, 6(2):325-335. 2015

LINDNER, J. *et al.*. **Governo cria meta de redução de 10% das emissões de combustíveis até 2028**. [S. 1.], 2018. Disponível em: <https://sustentabilidade.estadao.com.br/noticias/geral,governo-cria-meta-de-reducao-de-10-das-emissoes-de-combustiveis-ate-2028,70002339139>. Acesso em: 15 fev. 2019.

LOKESH, B.; MIN, J. A Framework for Electric Vehicle (EV) Charging in Singapore. **Energy Procedia**, v. 143, p. 15-20, 2017.

MAHMOUDZADEH ANDWARI, A. *et al.* A review of Battery Electric Vehicle technology and readiness levels. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Lausanne, v. 78, p. 414-430, 2017.

MARIOTTO, F. T.; SILVA, L. C. P.; PINTO, Y. G.; TRINDADE, F. C. L. Impactos Econômicos de Veículos Elétrico na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Brasileira. The **12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission- CLAGTEE 2017**.

MESSIAS, R.; BRANCO, F. C.; SANTOS, C.; SILVA, J. R. Optimizing the EV electrical demand impact. In: CIRED 21ST INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION. **Optimizing the EV electrical demanda impact Frankfurt**. 6 a 9 de june, 2011. Paper 294. 2011.

MITSUBISHI. Mitsubishi vehicle comparison. 2016.

NISSAN. **Nuevo nissan leaf** [S. 1.], 2019a. Disponível em: <https://www.nissan.es/vehiculos/nuevos-vehiculos/leaf/autonomia.html>. Acesso em: 6 jun. 2019.

NISSAN. **Novo Nissan Leaf**. Autonomia e Recarga. 2019b Disponível em: <https://www.nissan.com.br/vehiculos/modelos/leaf/autonomia-recarga.html>. Acesso em: 15 ago. 2019.

NTU. Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos. **Pesquisa mobilidade da população urbana 2017**. Confederação Nacional do Transporte. Brasília: CNT: NTU, 96 p. 2017.

PAPADOPOULOS, P.; SKARVELIS-KAZAKOS, S.; GRAU, I.; CIPCIGAN, L. M.; JENKIS, N. Predicting Electric Vehicle Impacts on Residential Distribution Networks with Distributed Generation. **2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference**, Sep. 2010.

PEREIRA JUNIOR, L. C. **A interação entre geradores solares fotovoltaicos e veículos elétricos conectados à rede elétrica pública**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina- UFSC. Florianópolis, 2011.

PFITSCHER, L. L. **Reconfiguração Automática das Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Monitoramento em Tempo Real**. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Rio Grande do Sul, 2013.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel- Cresesb, 2014.

PVEducation. **Solar Radiation on a Tilted Surface**. Properties of Sunliht. 2019. Disponível em: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-a-tilted-surface>. Acesso em: 10 out. 2019.

PWC (2016). Europe: Electrification and beyond: A market outlook on emissions and electric mobility. 2016.

QUEROL, X. **Strategies to encourage the use of electric, hybrid and gas vehicles in Central and Northern Europe.** [S.l.: s. n.], 2016. Disponível em: http://airuse.eu/wp-content/uploads/2013/11/R18_AIRUSE-Encourage-clean-vehicles-CNE.pdf. Acesso em: 15 fev. 2019.

QUIRÓS-TORTÓS, J.; OCHOA, L.F.; LEES, B. **A statistical analysis of EV charging behavior in the UK.** In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015, Montevideo. **Proceeding** [...] Montevideo: IEEE, 2015. v. 1, p. 1-6.

RODRIGUES, M. d. B.; OLIVEIRA, P. J. G.; FERREIRA, A. A.; BARBOSA, P. G.; BRAGA, H. A. C. Conexão de Veículos Elétricos à Rede de Energia Elétrica para Recarga de Baterias: Uma Visão Geral. **Eletrônica de Potência- SOBRAEP**, vol. 19, nº 2, pp. 193-207, Março 2014.

SAUSEN, J. P. **Análise do carregamento de veículos elétricos na curva de carga do transformador de distribuição.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Maria- UFSM. Santa Maria, 2017.

SBORDONE, D.; BERTINI, I.; DI PIETRA, B.; FALVO, M. C.; GENOVESE, A.; MARTIRANO, L. EV fast charging stations and energy storage technologies: A real implementation in the smart micro grid paradigm. **Electric Power Systems Research**, v. 120, p. 96-108, 2015.

SEARS, J.; ROBERTS, D.; GLITMAN, K. “A Comparison of Electric Vehicle Level 1 and Level Charging Efficiency”, **IEEE Conf. Technologies for Sustainability**, Jul. 2014, pp; 555-558.

SHAFIEE, S.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; RASTEGAR, M. Investigating the impacts of plug-in hybrid electric vehicles on power distribution systems. **IEEE Trans. Smart Grid**, 4(3): 1351-1360. 2013.

SHAO, S.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAN, S. Challenges of PHEV penetration to the residential distribution network, **2009 IEEE PES General Meeting**. p. 1-8, 2009.

SHIAU, N. S. C.; SAMARAS, C.; HAUFFE, R.; MICHALEK, J. J. Impact of battery weight and charging patterns on the economic and environmental benefits of plug-in hybrid vehicles. **Energy Policy**. Issue 7, v. 37, p. 2653-2663, 2009.

SIMON, E. C.; **Avaliação de impactos da recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição.** Dissertação de Mestrado, COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.

SOARES, F. J.; LOPES, J. A. P.; ALMEIDA, P. M. R. **A Monte Carlo Method to evaluate electric vehicles impacts in distribution networks.** In IEEE, editor, 2010.

TIE, S. F. e TAN, C. W. **A review of energy sources and energy management system in electric vehicles.** Renewable And Sustainable Energy Reviews, 20:82-102. 2013.

TIMOSSI, M. S. **Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Considerando Variáveis Multiatributo no Desenvolvimento de Novas Topologias**. Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná- UTFPR. Ponta Grossa, 2016.

VELDMAN, E.; VERZIJBBERGH, R. A. Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from diferente perspectives. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 6, n. 1, p. 333-342, 2015.

VELLOSO, 2010. Instituto Nacional de Altos Estudos - INAE. **Estratégia de Implantação do Carro Elétrico no Brasil**. Brasil. 2010.

VLIET, O. V., BROUWER, A. S., KURAMOCHI, T., BROEK, M. V. D., FAAIJ, A. Energy use, cost and CO2 emissions of electric cars. **Journal of Power Sources**: 196: 2298-2310, 2011.

WANG, G. *et al.* Traffic-constrained multiobjective planning of electric-vehicle charging stations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 28, n. 4, p. 2363-2372, 2013.

WANG, Z e PARANJAPE, R. **An evaluation of electric vehicle penetration under demand response in a multi-agent based simulation**. In IEEE, editor, 2014 IEEE Electrical Power And Energy Conference. 2014.

XIONG, J. *et al.*, Investigate the impacts of PEV charging facilities on integrated electric distribution system and electrified transportation system. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, New York, v. 1, n. 2, p. 178-187, ago. 2015.

YILMAR, M. e KREIN, P. T. **Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles**. IEEE Transactions On Power Electronics, 28(5): 2151-2167. 2013

YONG, J. Y.; RAMACHANDARAMURTHYAM V. K.; TANA, K. M.; MITHULANANTHAN, N. **A review on the state-of-the-art Technologies of electric vehicle, its impacts and prospects**. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 49: 365-385. 2015.

ZHANG, Q.; LI, H.; ZHU, L.; CAMPANA, P. E.; LU, H.; WALLIN, F.; SUN, Q. Factors influencing the economics of public charging infrastructures for EV: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 94, p. 500-509, 2018.

ZOMER, C. D.; COSTA, M. R.; NOBRE, A.; RUTHER, R. 2013. Performance Compromises of Building-integrated and Building-applied Photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian Airports, **Energy and Buildings**, Issue 0, v.66, p;607-615. 2013.

ANEXO A – Data sheet do módulo fotovoltaico



**MAXPOWER
CS6U-325 | 330 | 335P**

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 17 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to: 17.23 %
-  High PTC rating of up to: 92.18 %
-  IP68 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

-  **25 years** linear power output warranty
-  **10 years** product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*
 ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*
 IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO / CEC AU / KEMCO / SII
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / IEC 60068-2-68: SGS



Take-e-way
 * We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

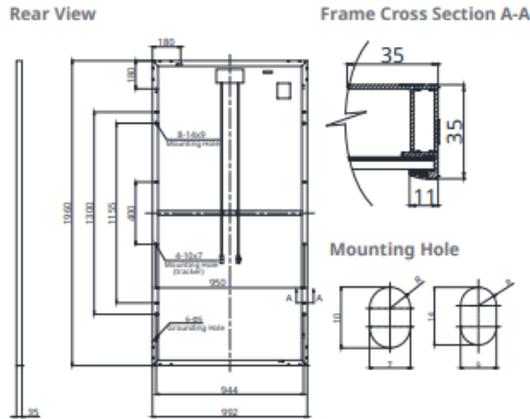
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

*For detail information, please refer to Installation Manual.

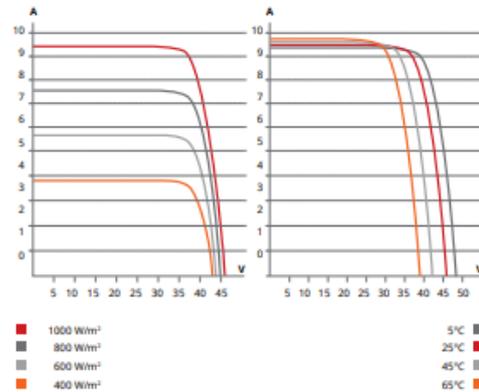
CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ANEXO B- Data sheet do inversor.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-330P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C – +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 – + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	243 W	247 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.17 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 35 mm (77.2 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.40 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 3 °C

PARTNER SECTION



PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

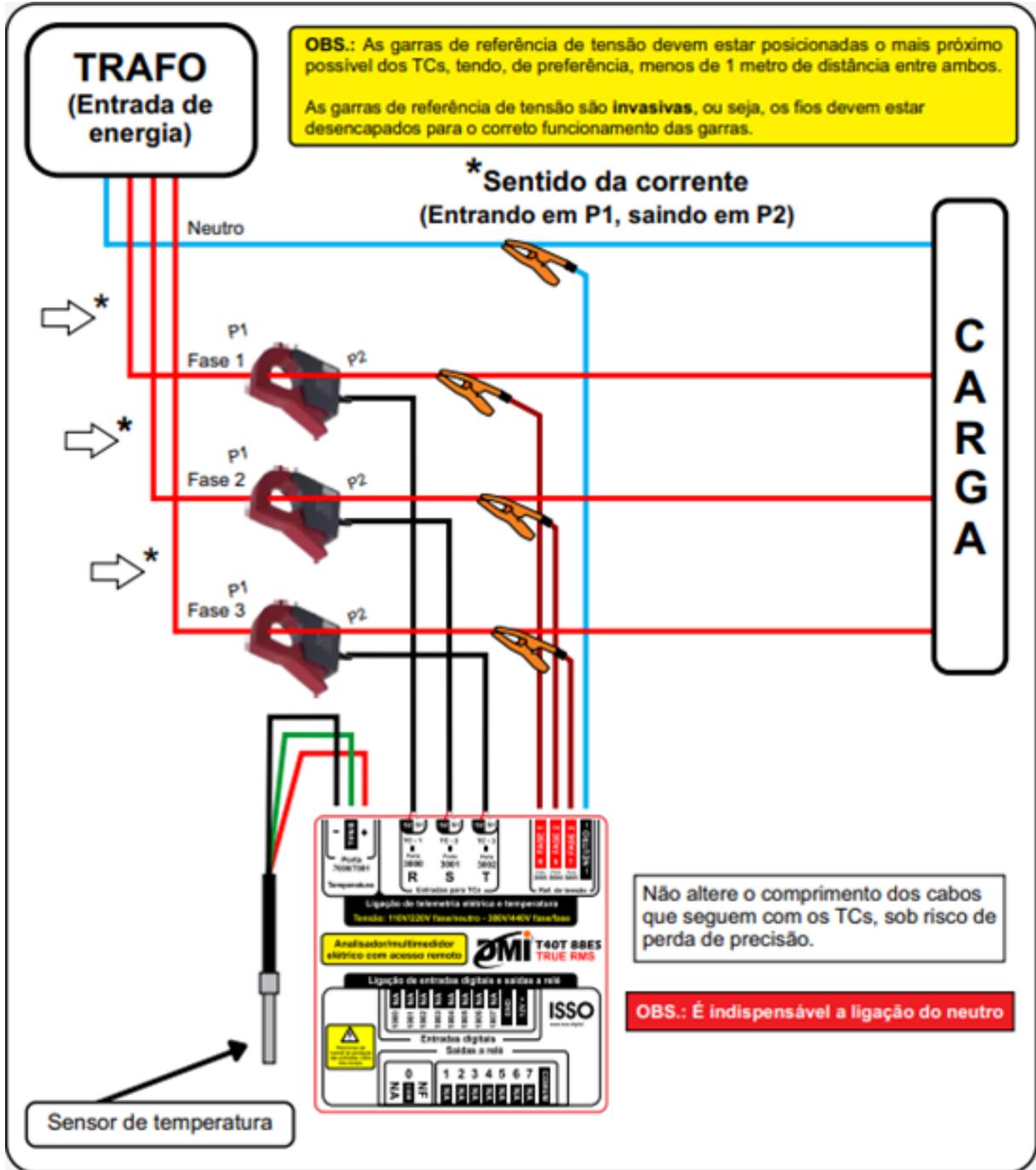
* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Dec. 2018. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.571_EN

ANEXO C- Ligação física dos TCs, garras de referência de tensão e sensores do analisador.



Fonte: ISSO Tecnologia (2018).