

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Jordan Passinato Sausen**

**ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO ENERGÉTICO CONSCIENTE  
DA DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM  
ESTACIONAMENTOS INTELIGENTES**

**Santa Maria, RS  
2022**

**Jordan Passinato Sausen**

**ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO ENERGÉTICO CONSCIENTE  
DA DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM  
ESTACIONAMENTOS INTELIGENTES**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

**Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Alzenira da Rosa Abaide**

**Santa Maria, RS  
2022**

This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001

Sausen, Jordan Passinato

ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO ENERGÉTICO CONSCIENTE DA  
DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM  
ESTACIONAMENTOS INTELIGENTES / Jordan Passinato Sausen.-  
2022.

193 p.; 30 cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide  
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2022

1. Armazenamento por Baterias 2. Degradação de  
Baterias 3. Estacionamento Inteligente 4. Geração  
Fotovoltaica 5. Veículos Elétricos I. da Rosa Abaide,  
Alzenira II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, JORDAN PASSINATO SAUSEN, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Tese) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**Jordan Passinato Sausen**

**ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO ENERGÉTICO CONSCIENTE  
DA DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM  
ESTACIONAMENTOS INTELIGENTES**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

**Apresentado em 08 de Setembro de 2022:**

---

**Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup>.** (UFSM)  
(Presidente/Orientadora)

---

**Mauricio Campos, Dr.** (UNIJUI)

---

**Moises Machado Santos, Dr.** (UNIJUI)

---

**Nelson Knak Neto, Dr.** (UFSM)

---

**Vinicius Jacques Garcia, Dr.** (UFSM)

**Santa Maria, RS**

**2022**

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Eleda e Jorge, por todo ensinamento ao longo da vida, pelo apoio emocional e, também, pelo suporte nas minhas decisões durante o período de realização deste trabalho.

Agradeço a professora Alzenira da Rosa Abaide, pela competência, paciência e orientação fundamental no planejamento e concepção desta Tese de Doutorado. Obrigado por toda confiança creditada em mim e pelos ensinamentos valiosos que ultrapassam o âmbito acadêmico, influenciando positivamente no meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Agradeço aos professores Josep M. Guerrero e Juan C. Vasquez pelo acolhimento na Universidade de Aalborg e pela excelente experiência profissional em território Dinamarquês.

Aos demais colegas do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP e Center for Research on Microgrids - CROM, pelos ensinamentos, ideias, e sugestões que de alguma forma ou outra contribuíram para o trabalho.

A minha irmã, Fabiane, e aos meus queridos amigos que me incentivam e despertam a aspiração de novas conquistas, contribuindo de uma forma ou outra para enfrentar as adversidades da vida.

Por fim, agradeço a todos aqueles que de alguma forma colaboraram para a realização desse trabalho.

## RESUMO

# ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO ENERGÉTICO CONSCIENTE DA DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM ESTACIONAMENTOS INTELIGENTES

AUTOR: Jordan Passinato Sausen  
ORIENTADORA: Dra. Alzenira da Rosa Abaide

A exploração da característica bidirecional dos Veículos Elétricos (VEs) no aproveitamento de recursos energéticos distribuídos segue uma tendência em estratégias de gerenciamento energético. Entretanto, a imposição de ciclos adicionais de carregamento e descarregamento, tratados aqui em conjunto como des/carregamento, intensificam o desgaste das baterias. Neste contexto, esta tese propõe o desenvolvimento de um modelo sistêmico de gerenciamento energético para um estacionamento inteligente. O agendamento para um dia a frente é determinado em função de prioridades, sinais tarifários e degradação das baterias. Como aspecto inovador desta pesquisa é proposta a introdução de funções de desgaste, originando um índice de degradação como uma das diretrizes do problema. A natureza dos parâmetros de entrada do modelo é abordada de maneira determinística, estimados a partir de uma análise estatística do padrão de ocupação e perfil energético do estacionamento. Estratégias de carregamento direto e diferentes configurações do estacionamento constituem estudos de caso que visam confrontar a estratégia proposta sob a ótica de diferentes cenários de ocupação e técnicas de gerenciamento energético. Os resultados demonstram que a maximização das taxas de des/carregamento satisfazem as necessidades energéticas dos VEs, além de reduzir custos da recarga e degradação das baterias dos VEs por meio do despacho ótimo de potência. Comprova-se que é possível reduzir o custo operacional global do estacionamento em mais de 50% a partir de uma estratégia consciente do uso das baterias dos VEs em trocas bidirecionais de energia. A programação da recarga é feita de modo a reduzir o impacto nas baterias enquanto reduz o custo equivalente ao ressarcimento pela degradação.

**Palavras-chave:** Armazenamento por Baterias, Degradação de Baterias, Estacionamento Inteligente, Geração Fotovoltaica, Veículos Elétricos.

## ABSTRACT

### **BATTERY-CONSCIOUS ENERGY MANAGEMENT STRATEGY FOR ELECTRIC VEHICLES INTELLIGENT PARKING LOTS**

AUTHOR: Jordan Passinato Sausen  
ADVISER: Alzenira da Rosa Abaide, PhD.

The combination of electric vehicles bidirectional characteristic along with distributed energy resources follows a trend in energy management strategies. However, additional charging and discharging cycles, treated here together as dis/charging, intensifies the wear on batteries. In this context, this thesis proposes the development of a systemic energy management model for a smart parking lot. The day ahead scheduling is determined as a function of priorities, tariff signals, and battery degradation. As an innovative aspect of this research, the introduction of wear functions is proposed, deriving a degradation index as one of the problem guidelines. The nature of the model input parameters is approached in a deterministic way, estimated from a statistical analysis of parking occupancy pattern and energy profile. Direct charging strategy and different parking lot configurations constitute case studies aimed at confronting the proposed strategy under different occupancy scenarios and energy management techniques. The results demonstrate that maximizing the dis/charging rates satisfies electric vehicles energy needs, and reduces charging costs and EV battery degradation through optimal power dispatch. It is proven that is possible to reduce the parking lot overall operational cost by over 50% by a battery conscious strategy when used in bidirectional energy exchanges. The charging schedule is designed to reduce the impact on the batteries while reducing the cost equivalent to compensation for degradation.

**Index Terms:** Battery Storage, Battery Degradation, Smart Parking Lot, Photovoltaic Generation, Electric Vehicles.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Padrões relativos aos VEs. ....	39
Figura 2 - Exemplo do padrão de estacionamento.....	41
Figura 3 - Exemplo de garagens solares para a recarga de VEs. ....	49
Figura 4 - Fluxo de energia no estacionamento inteligente. ....	52
Figura 5 - Mecanismos de degradação em função da perda de capacidade....	58
Figura 6 - Degradação de baterias de íons de lítio em função da DoD. ....	59
Figura 7 - Sistema de Gerenciamento Inteligente (SGI).....	68
Figura 8 - Custo médio de degradação com restrição de descarga profunda..	75
Figura 9 - FDD em função do SoC. ....	77
Figura 10 – Regressão linear segmentada.....	78
Figura 11 - Exemplo de estabilidade de um experimento.....	93
Figura 12 - Padrão brasileiro de mobilidade urbana (horários de ocorrência). ....	99
Figura 13 - Padrão de estacionamento. ....	101
Figura 14 - Probabilidades de conexão dos VEs regulares.....	102
Figura 15 - Probabilidades de desconexão dos VEs irregulares. ....	102
Figura 16 - Padrão de estacionamento e SoC inicial. ....	104
Figura 17 – Ocupação de carregadores (100 VEs). ....	104
Figura 18 - Potência média mensal para as estações do ano.....	106
Figura 19 - Curva típica de geração fotovoltaica. ....	106
Figura 20 – Mercado do dia seguinte (28/06/2022) - Nord Pool AS.....	108
Figura 21 – Índices de preferência pelos preços da energia para carga e descarga. ....	108
Figura 22 – Relaxamento de restrição de integralidade.....	111
Figura 23 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 1 (Cenário 1).....	115
Figura 24 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 2 (Cenário 1).....	116
Figura 25 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 2 (Cenário 1).....	118
Figura 26 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 3 (Cenário 1).....	120
Figura 27 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 4 (Cenário 1).....	122
Figura 28 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 5 (Cenário 1).....	125



Figura 29 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 5 (Cenário 1). .....	126
Figura 30 – Perfil de potência VEs regulares/irregulares – Caso 1 (Cenário 2).....	129
Figura 31 - Perfil de potência do estacionamento – Caso 1 (Cenário 2). .....	130
Figura 32 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 2 (Cenário 2). .....	130
Figura 33 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 2 (Cenário 2). .....	131
Figura 34 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 3 (Cenário 2). .....	133
Figura 35 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 4 (Cenário 2). .....	135
Figura 36 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 5 (Cenário 2). .....	136
Figura 37 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 5 (Cenário 2). .....	138
Figura 38 - Curva característica de carregamento. ....	159
Figura 39 - Autonomia em função da performance da bateria. ....	162
Figura 40 - Ciclo de vida vs. temperatura .....	163
Figura 41 - Degradação vs. SoC médio.....	164
Figura 42 - CCF em função da DoD. ....	166
Figura 43 - Custo de degradação em função do SoC. ....	168
Figura 44 – Resultados do Caso 1 (Cenário 1).....	171
Figura 45 – Resultados do Caso 2 (Cenário 1).....	172
Figura 46 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 1 (continua). ....	173
Figura 47 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 1 (conclusão). ....	174
Figura 48 – Resultados do Caso 3 (Cenário 1).....	175
Figura 49 – Custo da energia, Caso 3 - Cenário 1 (continua..). ....	176
Figura 50 – Custo da energia, Caso 3 - Cenário 1 (conclusão). ....	177
Figura 51 – Resultados do Caso 4 (Cenário 1).....	178
Figura 52 – Custo da energia, Caso 4 - Cenário 1 (continua). ....	179
Figura 53 – Custo da energia, Caso 4 - Cenário 1 (conclusão). ....	180
Figura 54 – Resultados do Caso 5 (Cenário 1).....	181
Figura 55 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 1 (continua). ....	182
Figura 56 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 1 (conclusão). ....	183
Figura 57 – Resultados do Caso 1 (Cenário 2).....	184
Figura 58 – Resultados do Caso 2 (Cenário 2).....	185
Figura 59 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 2 (continua). ....	186
Figura 60 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 2 (conclusão). ....	187

Figura 61 – Resultados do Caso 3 (Cenário 2). .....	188
Figura 62 – Custo da energia, Caso 3 - Cenário 2. ....	189
Figura 63 – Resultados do Caso 4 (Cenário 2). ....	190
Figura 64 – Custo da energia, Caso 4 - Cenário 2. ....	191
Figura 65 – Resultados do Caso 5 (Cenário 2). ....	192
Figura 66 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 2 (continua).....	193
Figura 67 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 2 (conclusão).....	194

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Padrão de estacionamento e demanda de VEs. ....	46
Tabela 2 - Estado da arte do estacionamento inteligente. ....	64
Tabela 3 - Notação do problema de otimização. ....	69
Tabela 4 – Características dos VEs. ....	98
Tabela 5 – Padrão de mobilidade urbana. ....	100
Tabela 6 – Frequência das viagens. ....	103
Tabela 7 – Algoritmo de solução de problemas com restrições não lineares. ....	110
Tabela 8 – Consumo energético e custo relativo – Caso 2 (Cenário 1). ....	119
Tabela 9 – Consumo energético e custo relativo – Caso 3 (Cenário 1). ....	121
Tabela 10 – Consumo energético e custo relativo – Caso 4 (Cenário 1). ....	123
Tabela 11 – Consumo energético e custo relativo – Caso 5 (Cenário 1). ....	126
Tabela 12 – Síntese dos resultados do Cenário 1. ....	127
Tabela 13 – Consumo energético e custo relativo – Caso 2 (Cenário 2). ....	132
Tabela 14 – Consumo energético e custo relativo – Caso 3 (Cenário 2). ....	134
Tabela 15 – Consumo energético e custo relativo – Caso 4 (Cenário 2). ....	135
Tabela 16 – Consumo energético e custo relativo – Caso 5 (Cenário 2). ....	138
Tabela 17 – Síntese dos resultados do Cenário 2. ....	140
Tabela 18 – Parâmetros dos VEs (Cenário 1). ....	169
Tabela 19 – Parâmetros dos VEs (Cenário 2). ....	170

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Discretização da otimização. ....	71
Equação 2 - Status de conexão do VE $n$ . ....	71
Equação 3 - Taxa de carregamento. ....	72
Equação 4 - Taxa de descarregamento. ....	72
Equação 5 - Índice de prioridade de carregamento. ....	72
Equação 6 - Índice de prioridade de descarregamento. ....	73
Equação 7 - Tempo restante no estacionamento. ....	73
Equação 8 - Índice de preferência de preço para carregamento. ....	74
Equação 9 - Índice de preferência de preço para descarregamento. ....	74
Equação 10 - Índice de preferência de despacho. ....	74
Equação 11 - Índice de preferência de degradação para carregamento. ....	76
Equação 12 - Índice de preferência de degradação para descarregamento. ....	76
Equação 13 - Regressão linear segmentada (piecewise) ....	78
Equação 14 - Função objetivo. ....	80
Equação 15 - Restrição de balanço energético. ....	80
Equação 16 - Limite de potência para compra de energia da rede ....	81
Equação 17 - Limite de potência para venda de energia à rede. ....	81
Equação 18 - Lógica de intercâmbio de potencia com a rede ....	81
Equação 19 - Restrição de potência de carregamento. ....	82
Equação 20 - Restrição de potência de descarregamento. ....	82
Equação 21 - Status de des/carregamento. ....	82
Equação 22 - SoC inicial. ....	82
Equação 23 - SoC atual. ....	82
Equação 24 - SoC mínimo. ....	83
Equação 25 - SoC de partida. ....	83
Equação 26 - SoC final ....	83
Equação 27 – Função Densidade de Desgaste (FDD). ....	84
Equação 28 - Resultados da regressão linear segmentada. ....	84
Equação 29 – Custo de degradação inicial. ....	84
Equação 30 – Custo de degradação final. ....	85
Equação 31 - Lógica binária de condição ao descarregamento ....	85

Equação 32 - Critério de ciclo de des/carga.....	85
Equação 33 - Restrição de potência de carregamento do SAB.....	86
Equação 34 - Restrição de descarregamento do SAB.....	86
Equação 35 - Status de des/carregamento do SAB.....	86
Equação 36 - SoC inicial do SAB.....	86
Equação 37 - SoC atual do SAB.....	87
Equação 38 - Restrições contra sobrecarga e descarga profunda do SAB.....	87
Equação 39 - Restrição de SoC inicial mínimo do SAB.....	87
Equação 40 - SoC remanescente $n$ .....	91
Equação 41 – Função objetivo do carregamento direto.....	114
Equação 42 – Restrição do número de carregadores em utilização.....	114
Equação 43 – Parâmetro de indicação de carregamento.....	114
Equação 44 – Balanço energético.....	114
Equação 45 – Função objetivo do Caso 3 (Cenário 1).....	120
Equação 46 – Restrição de balanço energético do Caso 3 (Cenário 1).....	120
Equação 47 – Restrição de balanço energético – Caso 4 (Cenário 1).....	122
Equação 48 – Função objetivo do Caso 5 (Cenário 1).....	124
Equação 47 – Restrição de balanço energético – Caso 4 (Cenário 1).....	130
Equação 49 - Custo de degradação em função dos ciclos.....	161
Equação 50 - Relação de Arrhenius.....	163
Equação 51 - Custo de degradação em função do SoC.....	164
Equação 52 - Número de ciclos em função da DoD.....	165
Equação 53 – Relação logarítmica entre ciclos e DoD.....	162
Equação 54 - Relação entre ciclos e DoD.....	166
Equação 55 - Custo médio de degradação.....	167
Equação 56 - Custo médio de degradação para qualquer nível de SoC.....	167
Equação 57 - Função densidade de desgaste em função do SoC.....	167
Equação 58 - Função densidade de desgaste genérica.....	167
Equação 59 – Representação de SoC com potência.....	168
Equação 60 - Custo total de degradação.....	168

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CCF	Contagem de Ciclos Factiveis
CMD	Custo Médio de Degradação
DoD	<i>Depth of Discharge</i> – Profundidade de Descarga
EREV	<i>Extended Range Electric Vehicle</i> – Veículo Elétrico com Autonomia Estendida
FCP	Função Cumulativa de Probabilidades
FDD	Função de Densidade de Desgaste
FDP	Função de Distribuição de Probabilidades
GD	Geração Distribuída
IES	Interface de Eletrólito Solido
LAN	<i>Local Area Network</i> – Rede de Área Local
OF	Operador da Frota
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
SMC	Simulação de Monte Carlo
SAB	Sistema de Armazenamento por Baterias
SGI	Sistema de Gerenciamento Inteligente
SF	Sistema Fotovoltaico
SAE	Sociedade de Engenheiros Automotivos
SoC	<i>State of Charge</i> – Estado de Carga
ToU	<i>Time of Use</i> – Tempo de Uso
V2B	<i>Vehicle-to-building</i> – Veículo ao Prédio
V2G	<i>Vehicle-to-grid</i> – Veículo à Rede
V2V	<i>Vehicle-to-vehicle</i> – Veículo à Veículo
VE	Veículo Elétrico
VEHP	Veículos Elétricos Híbridos Plugáveis

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>17</b>
1.1 MOTIVAÇÃO .....	18
1.2 JUSTIFICATIVA.....	19
1.3 CONTRIBUIÇÕES.....	20
1.4 LIMITAÇÕES .....	21
1.5 OBJETIVOS .....	23
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	24
<b>2 AGENDAMENTO DO CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS</b> .....	<b>26</b>
2.1 VISÃO GERAL DOS OBJETIVOS E MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO .....	26
<b>2.1.1 Aspectos gerais de agendamento</b> .....	<b>28</b>
2.2 PERSPECTIVAS DO GERENCIAMENTO DE VES.....	31
2.3 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	36
<b>3. ESTACIONAMENTO INTELIGENTE</b> .....	<b>38</b>
3.1 ESTACIONAMENTO PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	38
<b>3.1.1 Aspectos de comunicação</b> .....	<b>39</b>
3.2 ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO ENERGÉTICO .....	41
<b>3.2.1 Padrão de estacionamento e demanda de VEs</b> .....	<b>43</b>
<b>3.2.2 Geração distribuída fotovoltaica</b> .....	<b>48</b>
<b>3.2.3 Armazenamento por baterias estacionárias</b> .....	<b>51</b>
3.3 CARACTERÍSTICA BIDIRECIONAL E SEU PRINCIPAL DESAFIO: DEGRADAÇÃO DA BATERIA.....	52
<b>3.3.1 Baterias de íons de lítio</b> .....	<b>55</b>
<b>3.3.2 Mecanismos de degradação em aplicações bidirecionais de VEs</b> .....	<b>55</b>
<b>3.3.3 Análise da degradação em função da profundidade de descarga (DoD)</b> .....	<b>58</b>
3.4 SÍNTESE DO ESTADO DA ARTE E CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA.....	61
3.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	66
<b>4 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DO ESTACIONAMENTO INTELIGENTE</b> .....	<b>67</b>
4.1 SISTEMA DE GERENCIAMENTO INTELIGENTE (SGI).....	67
4.2 MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO .....	68
<b>4.2.1 Problemática abordada</b> .....	<b>69</b>
4.2.1.1 Prioridades de des/carregamento .....	72
4.2.1.2 Preferência de preço da energia para despacho de potência .....	73
4.2.1.3 Preferências de des/carga em função da degradação da bateria.....	74
<b>4.2.2 Função objetivo</b> .....	<b>79</b>
<b>4.2.3 Restrições</b> .....	<b>80</b>
4.2.3.1 Balanço energético.....	80
4.2.3.2 Limite de conexão com o sistema de distribuição .....	81
4.2.3.3 Limites de potência VE.....	81
4.2.3.4 Estado de carga (SoC) do VE .....	82
4.2.3.5 Função Densidade de Desgaste (FDD) e custo de degradação .....	83
4.2.3.6 Condições para descarregamento dos VEs .....	85
4.2.3.7 Potência do Sistema de Armazenamento por Baterias (SAB) .....	86
4.2.3.8 SoC do SAB.....	86
4.3 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	87

<b>5 PADRÃO DE ESTACIONAMENTO E CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DO ESTACIONAMENTO .....</b>	<b>88</b>
5.1 PADRÃO DE OCUPAÇÃO E DEMANDA DO ESTACIONAMENTO .....	88
<b>5.1.1 Usuários regulares .....</b>	<b>90</b>
<b>5.1.2 Usuários irregulares .....</b>	<b>91</b>
5.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO (SMC) .....	92
5.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	93
5.4 SINAIS TARIFÁRIOS .....	94
5.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	95
<b>6 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA OTIMIZAÇÃO .....</b>	<b>97</b>
6.1 PADRÃO DE ESTACIONAMENTO E DEMANDA DOS VES .....	97
<b>6.1.2 Usuários regulares .....</b>	<b>98</b>
<b>6.1.3 Usuários irregulares .....</b>	<b>103</b>
<b>6.1.4 Carregadores.....</b>	<b>103</b>
<b>6.1.5 Parâmetros dos VEs para a otimização.....</b>	<b>104</b>
6.2 CURVA MÉDIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA .....	105
6.3 PARÂMETROS TARIFÁRIOS PARA A OTIMIZAÇÃO .....	107
6.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	108
<b>7. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA PARA GERENCIAMENTO DE ENERGIA DO ESTACIONAMENTO INTELIGENTE.....</b>	<b>109</b>
7.1 SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO COM RESTRIÇÕES NÃO LINEARES.....	109
7.2 AMBIENTE DE OTIMIZAÇÃO .....	111
7.3 PREMISSAS E CONTEXTO .....	111
7.4 CENÁRIO 1 .....	113
<b>7.4.1 Caso 1 – Carregamento direto.....</b>	<b>113</b>
<b>7.4.2 Caso 2 - Método proposto .....</b>	<b>116</b>
<b>7.4.3 Caso 3 – SGI sem SAB .....</b>	<b>120</b>
<b>7.4.4 Caso 4 – SGI sem SAB e sem geração fotovoltaica.....</b>	<b>122</b>
<b>7.4.5 Caso 5 – SGI sem índice de degradação .....</b>	<b>124</b>
<b>7.4.6 Síntese dos resultados – Cenário 1 .....</b>	<b>127</b>
7.5 CENÁRIO 2 .....	128
<b>7.5.1 Caso 1 – Carregamento direto.....</b>	<b>128</b>
<b>7.5.2 Caso 2 - Método proposto .....</b>	<b>130</b>
<b>7.5.3 Caso 3 – SGI sem SAB .....</b>	<b>133</b>
<b>7.5.4 Caso 4 – SGI sem SAB e sem geração fotovoltaica.....</b>	<b>134</b>
<b>7.5.5 Caso 5 – SGI sem índice de degradação .....</b>	<b>136</b>
<b>7.5.6 Síntese dos resultados – Cenário 2 .....</b>	<b>139</b>
7.6 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....	140
<b>8. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>144</b>
8.1 OBSERVAÇÕES .....	144
8.2 DESTAQUES DOS RESULTADOS .....	145
8.3 SUGESTÕES DE CONTINUIDADE.....	146
8.4 TRABALHOS PUBLICADOS .....	146
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>150</b>
<b>APÊNDICE A – MODELAGEM E ESPECIFICAÇÕES PARA BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO .....</b>	<b>158</b>



<b>1. MODELO NREL .....</b>	<b>161</b>
1.1 DEGRADAÇÃO DA BATERIA PELA TEMPERATURA .....	162
1.2 DEGRADAÇÃO DA BATERIA EM DECORRÊNCIA DO SOC.....	163
1.3 DEGRADAÇÃO DA BATERIA EM DECORRÊNCIA DA DOD.....	164
<b>2. MÉTODO DE MODELAGEM ALTERNATIVO .....</b>	<b>165</b>
<b>ANEXO A – PARÂMETROS DOS VEÍCULOS.....</b>	<b>169</b>
<b>ANEXO B – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 1 (CENÁRIO 1).....</b>	<b>171</b>
<b>ANEXO C – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 2 (CENÁRIO 1).....</b>	<b>172</b>
<b>ANEXO D – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 3 (CENÁRIO 1).....</b>	<b>175</b>
<b>ANEXO E – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 4 (CENÁRIO 1).....</b>	<b>178</b>
<b>ANEXO F – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 5 (CENÁRIO 1).....</b>	<b>181</b>
<b>ANEXO G – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 1 (CENÁRIO 2) .....</b>	<b>184</b>
<b>ANEXO H – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 2 (CENÁRIO 2) .....</b>	<b>185</b>
<b>ANEXO I – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 3 (CENÁRIO 2).....</b>	<b>188</b>
<b>ANEXO J – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 4 (CENÁRIO 2).....</b>	<b>190</b>
<b>ANEXO K – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 5 (CENÁRIO 2) .....</b>	<b>192</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A potencial exaustão dos recursos fósseis e as questões ambientais impulsionaram avanços e aprimoramentos na tecnologia de baterias recarregáveis, de modo a estimular sua aplicabilidade em soluções no contexto da mobilidade urbana. O incentivo à mobilidade elétrica pode trazer profundas mudanças no consumo de energia em um futuro não muito distante, uma vez que os VEs representam um recurso energético distribuído com característica disruptiva para o setor elétrico.

Políticas de incentivo e alternativas eficientes ao consumo de combustíveis fósseis vêm aumentando gradativamente a participação de VEs no mercado automobilístico (AGHAJAN-ESHKEVARI *et al.*, 2022). A oportunidade de solução complementar na questão da intermitência da geração renovável, bem como do potencial proporcionado pela flexibilidade da característica bidirecional, proporciona novas oportunidades de negócio que se colocam em um novo ciclo tecnológico e de mercado, a partir da criação e/ou aprimoramento de fornecedores de serviços associados aos VEs (EPE, 2018b). Em meio a este cenário, o fornecimento de energia elétrica para a recarga merece destaque, pois influencia diretamente na disseminação dos VEs, a qual é dependente de uma infraestrutura de recarga adequada.

Embora alguns estudos sugerem que carregadores particulares são a principal escolha dos usuários devido a comodidade da recarga residencial (IEA, 2018; AXSEN, GOLDBERG e BAILEY, 2015; INL, 2015), a disponibilidade de uma infraestrutura capaz de suprir a recarga de oportunidade durante atividades de horário comercial é necessária para proporcionar extensão de autonomia e disseminar a mobilidade elétrica em mercados emergentes, tal como é o caso brasileiro. Durante o período em estacionamento, o potencial da característica bidirecional em trocas energéticas pode ser empregado em prol uma variedade de benefícios a operadores frotas, sistema de distribuição e/ou usuários de VEs.

Neste contexto, estabelecimentos que prestam o serviço de estacionamento são fortes candidatos a participarem do mercado de comercialização de energia para recarga de VEs. Neste mercado estão inseridos os modelos de negócio, e por se tratar de uma atividade comercial competitiva os agentes devem encontrar formas de capturar valor segundo as regras estabelecidas (ANEEL, 2018). Embora possa ser analisado sob diferentes perspectivas, na perspectiva de redução de custo operacional, o provedor do serviço de recarga deve se adequar aos interesses dos seus consumidores, os proprietários de VEs.

Em vista disso, a presente pesquisa aborda o provedor do serviço de recarga (operador) de um estacionamento inteligente, elemento responsável por consolidar as informações de

medição, controle e faturamento da energia fornecida para VEs. O termo inteligência é usado para denotar um algoritmo projetado para efetuar a otimização do agendamento dos processos de des/carregamento, isto é, programação dos horários de execução e priorização em função das preferências dos usuários, a fim de satisfazer as necessidades de recarga com redução de custos enquanto preserva a vida útil das baterias.

Embora estratégias de maximização de lucros de operadores de frotas e minimização de problemas no sistema de potência sejam mais exploradas na literatura especializada (AMJAD *et al.*, 2018), a perspectiva tratada aqui é especificamente projetada para a redução do custo global de operação de um estacionamento sem fins lucrativos. Como é o caso de frotas de empresas, prédios públicos, condomínios, entre outras aplicações onde o interesse está em reduzir o custo da recarga enquanto garante extensão de autonomia, descartando a exploração comercial da prestação do serviço de abastecimento de energia para VEs.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

A integração em larga escala de VEs no sistema de potência é desafiadora devido à considerável potência demandada por essa carga emergente e à necessidade de comunicação entre os elementos do sistema para controlar/coordenar os horários em que ocorrem. A recarga descoordenada de VEs em ambientes que concentram múltiplos participantes, tais como estacionamentos, além de não ser a melhor alternativa do ponto de vista econômico, tende a impor riscos significativos aos sistemas de potência em termos de sobrecarga dos sistemas de transmissão e distribuição, aumento de perdas e ocorrência de variações de tensão (SHAREEF, ISLAM e MOHAMED, 2016).

Em consequência disto, para aliviar as desvantagens técnicas e econômicas criadas pelo aumento da demanda, pesquisas extensivas foram conduzidas para tirar vantagens de taxas de recarga controláveis e também da característica flexível da demanda bidirecional de VEs nos contextos do sistema de distribuição, em estacionamentos ou em edificações (AMJAD *et al.*, 2018). Observa-se que desafios relativos a característica bidirecional dos VEs incluem a degradação da bateria causada pelo ciclo de des/carga frequente.

É bem estabelecido na literatura científica (HAN *et al.*, 2019; LIU *et al.*, 2019; PELLETIER *et al.*, 2017; UDDIN *et al.*, 2017; MARONGIU; ROSCHER; SAUER, 2015) que baterias de íons de lítio envelhecem e sofrem degradação. Entretanto, Hu *et al.*, (2016) demonstra que a maioria dos estudos sobre gerenciamento da recarga de frotas de VEs que consideram a operação *vehicle-to-grid* (V2G) e ignoram os efeitos do uso da bateria estão

sujeitos a ocorrência de resultados imprecisos devido aos efeitos de degradação e do consequente custo associado.

Em um enquadramento casual, os fatores de estresse de degradação instigam ou aceleram diversos mecanismos de degradações físicas que se manifestam na forma de perda de lítio, perda de material ativo e/ou limitações cinéticas que reduzem a capacidade de armazenamento e/ou potência das baterias (SMITH *et al.*, 2012). Sendo assim, a degradação de baterias deve prover diretrizes para aplicações de otimização. Em alguns casos específicos, estratégias que envolvem o V2G podem até mesmo prolongar a vida útil de baterias de íons de lítio, conforme exposto por Uddin *et al.* (2017) através de esquemas de otimização apropriados.

Embora bastante disseminada em aplicações V2G, a preservação de vida útil de baterias de VEs é escassa na forma de diretriz do problema de otimização em estacionamentos inteligentes. Principalmente quando levada em conta a particularidade da redução de custos. Neste sentido, esta pesquisa aborda um modelo de otimização completo contemplando aspectos de uso da bateria como uma das diretrizes do problema de gerenciamento de energia do estacionamento inteligente, a fim de reduzir custos com energia e degradação.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Estudos apontam que, em média, os veículos permanecem entre 93-96% do tempo estacionados diariamente (SADATI *et al.*, 2019; SPEIDEL e BRÄUNL, 2014; KEMPTON e TOMIĆ, 2005). Neste período, a capacidade de potência agregada de múltiplos VEs, como em um estacionamento, representa um valioso potencial de efetuar trocas bidirecionais de energia. Mesmo que em um primeiro momento o V2G tenha sido vetado no Brasil (ANEEL, 2018), o estudo de trocas bidirecionais de energia é justificado pelas vantagens técnico-econômicas oferecidas pelo gerenciamento de energia, seja em aplicações atrás do medidor ou conectadas à rede.

Enquanto o custo do armazenamento por baterias permanece um fator crítico (NEFEDOV, SIERLA e VYATKIN, 2018), muitos autores propuseram esquemas para utilizar as baterias dos próprios VEs ao invés, ou em adição, a baterias estacionárias para a integração de geração intermitente (SADATI *et al.*, 2019; YAO, DAMIRAN e LIM, 2017; TUSHAR *et al.*, 2016; MOHAMED *et al.*, 2014). Entretanto, um fator importante é o ciclo de vida útil, definido como o número de ciclos de des/carga completos que a bateria pode desempenhar antes que sua capacidade nominal situe-se abaixo de um nível mínimo para aplicação em VEs (ZHOU *et al.*, 2011).

Em geral, os usuários executam o carregamento diariamente mesmo que ainda reste energia suficiente para cobrir o percurso do dia seguinte. Essa prática recebeu o nome de *range anxiety*, ou ansiedade de autonomia, a qual reduz a vida útil da bateria devido ao aumento dos ciclos de des/carga, conforme destaca Bonges *et al.*, (2016). Sob a ótica do estacionamento inteligente, a conexão do VE com energia remanescente na bateria garante ao operador o poder de distribuí-la a outros veículos com maiores necessidades energéticas e menor tempo restante no estacionamento, possibilitando a redução de custos operacionais sob análise de sinais tarifários.

Embora essa prática já tenha sido abordada pela literatura (YAO, DAMIRAN e LIM, 2017), aspectos do uso de bateria em trocas bidirecionais de energia foram pouco explorados. Em particular, a degradação de baterias não é levada em conta em muitas pesquisas que abordam trocas bidirecionais de energia para solucionar o problema de gerenciamento energético em estacionamentos inteligentes (SADATI *et al.*, 2019; TURAN *et al.*, 2019; NOVOA e BROUWER, 2018; PROKOP, VANTUCH e MIŠÁK, 2018). Segundo Uddin *et al.*, (2018), a viabilidade econômica de esquemas otimizados de des/carga pode ser afetada por não considerar o impacto adicional do ciclo V2G na vida útil da bateria.

Os principais fatores de aceitação, por parte do proprietário de VE, para fomentar trocas bidirecionais de energia são compensação financeira, comunicação transparente e autonomia de controle pelo usuário, conforme demonstra Heuveln *et al.*, (2021). Por outro lado, os fatores que exercem influência negativa na aceitação são ansiedade de autonomia, desconforto de experiência, degradação de bateria e custos adicionais. Para planejadores e desenvolvedores de sistemas de recarga bidirecional, essas preocupações devem ser sistematicamente atendidas.

### 1.3 CONTRIBUIÇÕES

Embora estratégias que consideram a característica bidirecional dos VEs estejam bem consolidadas na literatura, verifica-se uma carência de metodologias conscientes dos aspectos de degradação das baterias com foco em redução de custos operacionais. É muito importante ressaltar que o principal desafio da tecnologia bidirecional dos VEs é a minimização da degradação das baterias.

A maioria dos estudos que considera aspectos de degradação das baterias na modelagem do problema não priorizam a perspectiva do proprietário do VE e adotam taxas fixas de carregamento. Sendo assim, a manipulação de taxas controláveis é impossibilitada e a característica de evolução do estado de carga das baterias é linear e constante, ao contrário do

que se observa em termos práticos. Por apresentar característica não linear, o custo de degradação também é influenciado quando incorporado ao problema nessas condições.

Desse modo, a presente pesquisa visa preencher esta lacuna a partir da introdução de uma função relacionada ao atual estado de carga da bateria, a qual é dependente e condicionada por taxas controláveis de des/carregamento calculadas a partir da relação com o custo da tarifa de energia e degradação da bateria. Sendo assim, a maneira como a função de degradação é aplicada leva em conta as especificidades da taxa de carregamento controlável, a qual determina o montante de potência entregue a cada VE pois, em termos práticos, a potência de recarga não é constante.

O emprego do modelo de degradação proposto por Han, Han e Aki, (2014) visa a manipulação de taxas de des/carregamento, conforme em Yao, Damiran e Lim, (2017), as quais também são governadas por sinais tarifários e prioridades de des/carregamento. Neste contexto, as características não lineares de degradação e evolução discreta do Estado de Carga (*State of Charge – SoC*) são levadas em conta no aprimoramento do serviço prestado pelo provedor da recarga, o qual visa garanti-la o mais rápido possível, constituindo benefícios aos usuários a partir da redução de custos e extensão de vida útil das baterias.

A definição de prioridades a partir das preferências dos usuários garante a satisfação dos requerimentos de carregamento o mais rápido possível. A análise de sinais tarifários considerando GD fotovoltaica, armazenamento por baterias e trocas bidirecionais de energia objetiva a recarga ao menor custo. E por fim, a exploração da degradação visa prolongar a vida útil de baterias de VEs, no que se constitui o diferencial em relação aos estudos citados anteriormente e ineditismo da presente Tese de Doutorado.

#### 1.4 LIMITAÇÕES

Em função da imaturidade das baterias de íons de lítio e da respectiva degradação associada ao seu uso, a literatura acerca da degradação ainda é muito imatura e divergente em alguns tópicos. A inexistência de um senso comum em relação a constituição de um ciclo de vida da bateria (e.g., descarga completa/carga completa, descarga parcial/carga completa, descarga parcial/carga parcial, descarga parcial/carga completa) proveniente da troca de estados entre carregamento e descarregamento é divergente.

Tradicionalmente, permaneceu o entendimento que um ciclo de des/carga constitui a descarga completa seguida pela subsequente recarga completa. Entretanto, esse não é sempre o caso, pois na maioria das vezes ainda existe capacidade remanescente. Sendo assim, ainda não

existe um senso comum em relação à o que, especificamente, constitui um ciclo (Battery University, 2021). Nesta tese, considera-se um ciclo de des/carga como o descarregamento seguido pelo carregamento, em qualquer nível de estado de carga.

Enquanto a informação de que essa prática não é prejudicial a baterias de íons de lítio como é em outros tipos de baterias, outros autores dizem que essa prática reduz a vida útil em decorrência do estresse associado ao sistema, principalmente quando ocorre múltiplas vezes e com frequência.

Os modelos de degradação atuais são baseados em testes de estresse, aplicados em condições específicas de descarregamento em células com composições químicas específicas. As pesquisas que incorporam estes modelos em suas formulações, tratam os diferentes modelos de baterias de maneira generalista e são aplicados a diferentes situações e condições de ciclo. Essa característica pode não capturar especificidades de certos modelos e, como consequência, levar a resultados imprecisos.

Em específico, os custos de degradação são fortemente dependentes do modelo de degradação adotado, cujo ressarcimento pelo uso da bateria pode ser afetado em função das diferenças entre os modelos de VEs. Para contornar esse problema é adotado um modelo cujo cálculo do custo é dependente de parâmetros das baterias, como capacidade de energia e potência. Ainda assim, permanece a dependência das condições de teste e modelagem de degradação do modelo.

Em função do gasto computacional necessário para calcular o custo de degradação, computa-se a parte da otimização. Essa característica remete a uma limitação da pesquisa, na qual essa estratégia de cálculo de custo de degradação é inviável em sistemas cujo interesse está na programação da recarga em tempo real. Para contornar essa questão, a estratégia adotada foi o uso de uma Função Densidade de Desgaste (FDD), cuja característica logarítmica que estabelece a relação entre o SoC e a degradação é linearizada por segmentos de reta.

Uma das limitações da linearização segmentada é a não integração do custo de degradação conforme a evolução dinâmica da otimização. Além de não considerar as especificidades do modelo de bateria de cada VE, a FDD não considera diretamente a taxa de carregamento, a qual é variável de decisão do problema de otimização. Apenas a considera de maneira indireta, a partir da evolução do SoC. Sendo assim, se torna menos precisa e não capta o fenômeno da trajetória de potência contínua conforme ocorre na prática.

Entretanto, além de capturar o fenômeno de degradação incorporado ao modelo de otimização de maneira efetiva, a estratégia adotada é comprovada através da redução de custos, os quais são computados posteriormente à execução do algoritmo de otimização.

## 1.5 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é:

- Desenvolver um modelo sistêmico para o gerenciamento de energia em um estacionamento inteligente, em prol da redução de custos com energia e degradação das baterias dos VEs enquanto maximiza a potência disponível para recarga.

Para o cumprimento do objetivo principal, o mesmo foi subdividido nos seguintes objetivos específicos:

- Estudar e avaliar o Estado da Arte em relação as técnicas para agendamento do des/carregamento de VEs e sistemas de gerenciamento energético em estacionamentos inteligentes, de modo a fundamentar a formulação e elucidar a contribuição do modelo de otimização proposto;
- Modelar um sistema de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos em um estacionamento inteligente cuja redução do custo operacional global advém do despacho de potência entre geração fotovoltaica, armazenamento estático e característica bidirecional dos VEs em função de sinais tarifários, respeitando aspectos de degradação das baterias;
- Introduzir um modelo de degradação a partir de funções de desgaste customizadas que estabelecem a relação entre taxas de des/carregamento controláveis, particularidades dos veículos e a característica não linear de degradação para baterias de VEs;
- Modelar o padrão de estacionamento e os requerimentos energéticos do estacionamento inteligente, cujo diagnóstico do padrão de mobilidade, características dos VEs, bem como capacidades de geração e armazenamento estabelecem as diretrizes para a definição dos parâmetros de entrada do modelo;
- Identificar e avaliar o impacto do índice de custo de degradação das baterias no desempenho do algoritmo de gerenciamento de energia em função de diferentes



cenários de configuração do estacionamento, sob a perspectiva de redução de custos e satisfação dos requerimentos de recarga dos VEs;

## 1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta Tese foi dividida em oito capítulos, conforme segue:

- Capítulo 1: capítulo introdutório para a caracterização do tema abordado, contribuições, limitações, definição dos objetivos, além da contextualização das motivações e justificativas da pesquisa;
- Capítulo 2: apresentação da revisão bibliográfica, abordando conceitos teóricos e pesquisas correlatas sobre carregamento de veículos elétricos e as respectivas estratégias de agendamento;
- Capítulo 3: capítulo destinado à conceituação e definição do estacionamento inteligente, evidenciando aspectos gerais de comunicação e estratégias de gerenciamento energético. Seguido por uma análise da degradação de baterias, apresenta-se uma síntese do Estado da Arte e contribuições da pesquisa;
- Capítulo 4: apresentação da modelagem matemática do sistema de gerenciamento energético do estacionamento inteligente, compreendendo os parâmetros e variáveis presentes na função objetivo do problema de otimização, bem como as restrições;
- Capítulo 5: apresentação da fundamentação teórica para modelar características de uso da infraestrutura de recarga, tais como padrão de estacionamento e requerimentos energéticos, bem como a estimação de geração fotovoltaica, uma vez que são usados como dados de entrada do problema de otimização;
- Capítulo 6: demonstração de resultados de desenvolvimento prático, compreendendo o diagnóstico dos requerimentos energéticos do estacionamento inteligente com base no padrão de estacionamento e características dos VEs, bem como os cenários de geração fotovoltaica, além da estrutura tarifária abordada;

- Capítulo 7: Apresentação dos resultados da aplicação da metodologia proposta a partir de estudos de caso para diferentes cenários de ocupação do estacionamento. Seguida por uma discussão da influência dos índices da função objetivo e a contribuição da pesquisa;
- Capítulo 8: apresentação das considerações finais, bem como considerações dos resultados, além de sugestões de continuidade.

## 2 AGENDAMENTO DO CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

O presente capítulo tem por finalidade apresentar uma compreensiva e atualizada revisão da bibliografia sobre estruturas de controle do agendamento de VEs em estações de recarga, objetivos e metodologias de otimização. Inicialmente, é abordada uma visão geral do gerenciamento de energia para o des/carregamento de VEs em sistemas de potência, seguida pela definição dos aspectos que constituem o problema de agendamento e uma discussão dos principais métodos e objetivos de otimização aplicados em diferentes contextos.

### 2.1 VISÃO GERAL DOS OBJETIVOS E MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

Por mérito do significativo potencial de redução das emissões de carbono e da crescente evolução dos elementos que os compõem, os VEs tendem a apresentar significativo crescimento em termos de participação no mercado automobilístico. Enquanto sua penetração em grande escala pode ocasionar um aumento considerável de demanda nos atuais sistemas elétricos de potência, ao mesmo tempo, pode criar oportunidades de negócios a partir de produtos e serviços relacionados.

O alvo primário da conexão de VEs a rede elétrica é obter carga necessária para a próxima viagem. Entretanto, com o gerenciamento de des/carga, outros objetivos podem ser alcançados além do seu objetivo fundamental. A otimização computacional ganhou muita atenção nas pesquisas atuais devido aos avanços em algoritmos, caracterizada pelo conjunto de procedimentos que consistem na criação, implementação e avaliação do problema a ser solucionado (AMJAD *et al.*, 2018). As técnicas de otimização de sistemas para VEs não melhoram apenas aspectos de rede, mas também podem auxiliar na extensão da vida útil da bateria dos veículos, na redução do custo da recarga, além de outros benefícios socioeconômicos e ambientais proporcionados pela tecnologia do VE.

Desse modo, a otimização pode ser empregada para conquistar um ou mais objetivos específicos durante os processos de des/carga dos VEs, definida por Pardalos e Resende (2002) apud Amjad *et al.*, (2018) como “achar matematicamente as entradas das funções de flutuação, as quais tem o valor sujeito a maximização ou minimização, que estão sob várias restrições [...]”. Os objetivos inerentes ao gerenciamento de des/carregamento de VEs no sistema de potência podem ser divididos em três categorias: econômicos, técnicos e ambientais. Os atores, também se segregam em três principais: operador do sistema de distribuição, agregador e proprietário do VE (Aghajan-Eshkevari *et al.*, 2022).

O operador do sistema é responsável por garantir requisitos técnicos operacionais seguros e econômicos da rede por meio do gerenciamento direto ou indireto dos VEs. Nesta classe de objetivos o fator econômico é bem relevante, de modo que várias estratégias foram introduzidas com base nos preços em tempo real do mercado de energia, dados históricos de preço de mercado, ou previsões de preço. Cada estratégia possui objetivos técnicos particulares, associados aos econômicos.

Um veículo, individualmente, não possui capacidade suficiente de participar do mercado de energia ou prover serviços ancilares. Portanto, o agregador é responsável por controlar e gerenciar o des/carregamento de um grupo de VEs, podendo gerar receita através da adequada adoção de estratégias além de suprir energia necessária para a recarga. Podendo ser vinculado ou não ao operador do sistema de distribuição.

Proprietários de VEs podem reduzir os custos da recarga ou até mesmo gerar lucros através da recarga durante períodos de tarifa reduzida e descarga em períodos mais caros. Portanto, a coordenação da des/carga na rede vem sendo considerada em vários estudos através do uso de estratégias econômicas para beneficiar, também, o proprietário do VE.

Dentre estas categorias, os VEs podem ser usados para prover vários serviços ao sistema de potência. Sob a perspectiva de otimização de des/carga de VEs as estratégias mais difundidas na literatura contemplam minimização de picos de carga (XU *et al.*, 2014), custo da energia (NGUYEN e LE, 2014), regulação de frequência (MENG *et al.*, 2016), perdas de potência e variação de tensão (DEILAMI *et al.*, 2011) em prol da operação do sistema de distribuição. Além de maximização de lucros de um agente agregador (SORTOMME e EL-SHARKAWI, 2011), aproveitamento de recursos energéticos distribuídos para evitar congestionamentos (SUNDSTRÖM e BINDING, 2012) e redução de custos aos consumidores (YAO, DAMIRAN e LIM, 2017). Observa-se que, dentre as abordagens citadas, a grande maioria destaca benefícios ao sistema de distribuição de energia.

Por representar uma carga controlável e, ao mesmo tempo, uma fonte de energia, técnicas de gerenciamento de frotas são modeladas por grandes problemas de otimização e possuem muitas variáveis de decisão, logo, são de difícil solução. Os mais variados métodos são encontrados para solucionar o carregamento ótimo de VEs, desde os mais tradicionais, tais como programação linear (SUNDSTRÖM e BINDING, 2012), programação linear inteira mista (YAO, DAMIRAN e LIM, 2017), programação dinâmica (HAN *et al.*, 2010), otimização fuzzy (FADDEL, AL-AWAMI e ABIDO, 2017), otimização não-linear (RASHIDIZADEH-KERMANI, VAHEDIPOUR-DAHRAIE e NAJAFI, 2017), métodos meta-heurísticos como

otimização por enxame de partículas e algoritmos genéticos (AMINI *et al.*, 2017), até outros métodos menos tradicionais encontrados na literatura especializada para solucionar modelos não lineares e não convexos de otimização (AMJAD *et al.*, 2018).

Modos de recarga descontrolados, V2G unidirecional e V2G bidirecional são discutidos e comparados em Yanchong *et al.* (2019), onde o V2G é implementado por meio de métodos centralizados e descentralizados de programação. Adicionalmente, modelos matemáticos desta classe de problema são investigados em relação a função objetivo, restrições e métodos de otimização. Em Nimalsiri, Mediwaththe e Ratnam (2019) os algoritmos são classificados em duas categorias, centralizada e descentralizada. A prestação de serviços à rede é classificada em termos de objetivos operacionais e econômicos, onde são discutidas as incertezas relacionadas aos problemas de agendamento ótimo.

Os autores de Yang, Li e Foley (2019) e Muhammad *et al.* (2018) também discutem vários objetivos, técnicas e métodos de otimização existentes para solucionar o problema de gerenciamento da des/carga de VEs. Desafios de controle são abordados por Solanke *et al.* (2020) considerando a performance de sistemas, inclusive métodos multi-estágio e hierárquicos de controle, bem como desafios para o controle de agregadores. No contexto do mercado de energia, Zheng *et al.* (2022) demonstra a lucratividade alcançada por meio da oferta de energia para o mercado de um dia a frente a partir da manipulação de taxas de des/carregamento por um agregador em tempo real.

Sob a perspectiva do agregador, o objetivo é comprar energia barata para armazenar nas baterias dos VEs e alimentar a rede a um preço mais alto posteriormente. Essa prática é fortemente dependente de informações precisas a respeito das métricas dos VEs e características da rede para tornar o agendamento efetivo. Desse modo, a seguir são apresentadas as principais informações que o controlador deve obter para tomar decisões e estabelecer tarefas de agendamento de uma forma efetiva.

### 2.1.1 Aspectos gerais de agendamento

Visando o carregamento ótimo de VEs, uma arquitetura de coordenação e controle faz-se necessária, o que requer uma infraestrutura de comunicação para o gerenciamento efetivo de carga/fonte. Informações relacionadas as necessidades energéticas devem ser coletadas para possibilitar a recarga inteligente, as quais podem ser estudadas sob várias perspectivas, usualmente envolvendo os seguintes fatores chave:

- **Duração de recarga:** Quando e por quanto tempo a frota de VEs pode ser carregada? A quantidade de energia necessária e a potência de carregamento determinam a duração da recarga. As preferências dos proprietários dos VEs também influenciam nesta questão, uma vez que alguns veículos necessitam cobrir uma distância maior, alguns podem ser utilizados como fonte de potência em períodos de pico e outros dispõem de capacidade de geração local previamente a recarga (i.e., capacidade V2G);
- **Padrão de mobilidade e/ou estacionamento:** Modelos de mobilidade afetam o carregamento de VEs. Quanto e quando carregar podem ser decididos se o modelo de mobilidade e o padrão de estacionamento são utilizados como fatores decisivos para o agendamento da recarga;
- **Estado de carga das baterias:** O estado de carga (*State of Charge – SoC*) da bateria no instante de conexão com a estação de recarga deve ser conhecido. Informações a respeito do atual nível de carregamento e potência remanescente disponível são comunicados à entidade de controle central em prol do agendamento ótimo;
- **Método de recarga:** VEs podem ser carregados a partir de diferentes abordagens. Na maioria dos casos, métodos centralizados e/ou distribuídos são utilizados para controlar o agendamento da frota que, tipicamente, é carregada em estações de recarga condutivas;
- **Conexão unidirecional ou bidirecional:** Alguns VEs que atuam como fonte de potência e dispõem de capacidade de geração local podem contribuir com o sistema elétrico de potência, ou em aplicações atrás do medidor, a partir da conectividade bidirecional com estações de recarga. A conectividade unidirecional refere-se aos usuários que optam por não participar de programas V2G ou quando essa opção não é disponível;
- **Tipo e número de VEs carregando em uma determinada localidade:** O carregamento de VEs tem um impacto significativo no sistema de potência local. A recarga de uma frota de VEs durante o período de pico de demanda do sistema de distribuição pode levar à degradação dos níveis de tensão, entre outras consequências. Limitações de conexão com o sistema de distribuição e questões econômicas devem ser levadas em conta na definição da estratégia de agendamento ótimo.

A literatura demonstra que essas informações são essenciais para o agendamento dos processos de des/carregamento inteligente em prol dos mais variados objetivos (AMJAD *et al.*, 2018). O termo inteligente vem do extensivo uso de informações dos elementos do sistema para

programar tais processos de modo a aumentar a eficiência global, seja no âmbito de operadores do sistema de distribuição, estacionamentos ou edificações (BABIC *et al.*, 2017).

Paterakis *et al.*, (2016) destacam que o aumento de demanda a partir da inclusão de VEs na rede pode comprometer a confiabilidade do sistema e requerer reforços na transmissão e distribuição de energia. Em consequência disso, observa-se uma concentração de estratégias focadas na solução dos problemas inerentes a disseminação da tecnologia no sistema de potência. Métodos que priorizam a operação do sistema de distribuição a partir ou em adição ao controle de VEs estão bem consolidados. Neste sentido, ainda restam lacunas de pesquisa relacionadas aos possíveis benefícios aos consumidores, principalmente no que tange à preservação das baterias dos VEs em trocas bidirecionais de energia, além da exploração comercial dos serviços associados.

Embora algumas estratégias considerem a redução de custos da recarga e geração de receitas aos proprietários (JIN *et al.*, 2013), novas oportunidades de negócio e players de mercado (e.g., agregadores, operadores de estacionamentos, provedores do serviço de recarga, etc.) surgem com a inclusão de VEs na rede. Ao mesmo passo em que o aumento da participação de mercado de VEs deve incentivar o aumento do número de carregadores em vagas de estacionamento, esse aumento também está condicionado a disponibilidade dessa infraestrutura e da adesão dos consumidores. A exploração comercial desta atividade é recorrentemente abordada pelas estratégias mais difundidas na literatura, a fim de oportunizar a recarga aos usuários e, possivelmente, gerar receitas para investidores.

Essas características tornam o agendamento de VEs no estacionamento um problema particularmente interessante, devido ao propósito do projeto ao qual o estacionamento é intencionado e às incertezas relacionadas a adesão dos usuários. Dentre essas incertezas, a variabilidade intertemporal de ocupação das vagas e, no caso da existência de geração renovável local, a variabilidade intertemporal das condições climáticas são fatores relevantes para o planejamento da operação. Ainda, a capacidade V2G também exerce influência na programação da recarga e, por consequência, questões inerentes a degradação de baterias em função do aumento dos ciclos de des/carga.

No sentido de elucidar como o sistema de gerenciamento energético proposto pode ser implementado, em teoria, a subseção a seguir discute características gerais para a recarga de VEs, contemplando requerimentos de infraestrutura e os padrões de comunicação relevantes. Buscam-se analisar as condições mínimas à efetivação do sistema no contexto do

estacionamento inteligente, dando suporte à aplicabilidade computacional dos algoritmos de controle.

## 2.2 PERSPECTIVAS DO GERENCIAMENTO DE VES

Os benefícios capturados pela demanda bidirecional agregada de VEs em estacionamentos bem como a solução dos desafios conflitantes são aprofundados. Possíveis limitações relativas ao número de carregadores disponíveis e/ou capacidade de potência das instalações devem limitar o número de VEs executando o carregamento simultaneamente. Um esquema de agendamento apropriado deve coordenar a recarga entre todos os VEs conectados, de modo que a demanda permaneça abaixo da capacidade de potência do estacionamento, enquanto os requerimentos de recarga forem preenchidos antes do horário de partida dos usuários.

Hu *et al.* (2016) destacam que uma nova entidade de negócio, denominada como Operador da Frota (OF), foi proposta para explorar novas oportunidades de negócios ao prover múltiplos serviços aos operadores de sistemas para VEs. Nomes alternativos para o OF são usados, como por exemplo, planta virtual de potência VE, agregador de VE ou provedor do serviço de recarga para VE. Essa nova entidade pode ser independente ou integrada a uma função de negócio existente do fornecedor de energia ou operador do sistema de distribuição.

Em princípio, três tipos de estratégias de controle predominam em OFs, são elas controle centralizado, controle descentralizado baseado no mercado e controle de preço. O controle centralizado significa que o OF agenda e controla diretamente a recarga dos VEs, enquanto as outras duas formas de controle são usualmente implementadas na forma de sinais de preço. Nestes casos, o próprio sistema do VE otimiza individualmente sua recarga com base em informações de custo da energia elétrica proveniente de OFs ou do operador do sistema de distribuição.

O problema de agendamento da recarga em um estacionamento inteligente requer uma abordagem centralizada, uma vez que a entrada de dados (i.e., tomada de decisão quanto aos requerimentos de recarga) é informada pelo usuário, mas o agendamento dos processos de des/carga são centralizados pelo OF. Este agente pode otimizar a recarga sob diferentes ângulos, dos quais os mais comuns são a perspectiva do operador do sistema de distribuição, geralmente com objetivos em prol da operação do sistema, ou então do operador da frota, usualmente associado a maximização de lucros.



Entretanto, a maior preocupação é que os usuários de VEs devem preferir que seu comportamento de recarga seja controlado com incentivos econômicos claros e diretos, conforme tratado pelos estudos que consideram o ponto de vista do consumidor (SU e CHOW, 2012; KURAN *et al.*, 2015; YAO, DAMIRAN e LIM, 2017). Particularmente, a pesquisa de Heuvlen *et al.* (2021) aponta que os usuários requerem um alto nível de transparência em relação tanto ao uso da bateria quanto aos riscos e benefícios associados ao participarem de programas V2G.

#### **a) Perspectiva do operador do sistema de distribuição**

O problema de operação do sistema de distribuição é alterado com a presença de estacionamentos para VEs. Usualmente o controle centralizado enquadra o serviço do operador do estacionamento em uma condição favorável à operação do sistema, envolvendo técnicas de otimização para minimizar impactos no sistema de distribuição (TULPULE *et al.*, 2013), controlar a demanda (XU *et al.*, 2014), preservar níveis de tensão (CHOI, LEE e WON, 2018), estabilizar frequência (MENG *et al.*, 2016), reduzir custos (MOHAMED *et al.*, 2014), maximizar lucros (SADATI *et al.*, 2019) e/ou postergar investimentos em reforços no sistema em geral (SUNDSTRÖM e BINDING, 2012). Essa classe de estratégia se baseia em uma manipulação efetiva de um agente intermediário, tal como um varejista ou operador da rede, a partir de informações oriundas da medição inteligente.

Diversas estratégias são encontradas para esta problemática. Baherifard *et al.* (2022) defendem a ideia de que o principal desafio no planejamento de estacionamentos é aumentar o interesse do usuário de VE enquanto aumenta os lucros do operador do estacionamento. Em um esquema de dois estágios, enquanto no primeiro vários parâmetros técnicos são levados em conta para o agendamento, no segundo estágio, o efeito do estacionamento no sistema de potência é avaliado em função do desbalanço entre as fases da rede de distribuição. Uma estratégia baseada em contratos inteligentes para a transação de energia entre pares (peer-to-peer) de VEs através de uma blockchain é proposta por Al-Obaidi *et al.* (2021) para prover serviços ancilares à rede.

A maximização de lucros é abordada em Sadati *et al.* (2019) e a minimização de custos em Sadati *et al.* (2020), a partir de esquemas multi-níveis de otimização. Posteriormente, em Sadati *et al.* (2021) um modelo de programação linear inteira mista de gerenciamento de energia comunitário é apresentado para a operação de diversos estacionamentos que trocam energia

entre si, além da rede, para maximização de lucros. Os resultados demonstram que a lucratividade do esquema é fortemente dependente das incertezas dos VEs.

Programas de resposta à demanda são acomodados em (YAO, LIM e TSAI, 2017) por meio da otimização da recarga em estacionamentos. Um método de relaxação convexa é empregado para reduzir o esforço computacional decorrente das variáveis binárias incorporadas ao modelo. Meng *et al.*, (2016) abordam o controle de frequência a partir da operação V2G usando a técnica de programação dinâmica. Entretanto, esses estudos supracitados não consideram características de desgaste das baterias.

Em contrapartida, Zhou *et al.* (2011) avaliam a viabilidade econômica do V2G nos contextos Chinês e Inglês considerando aspectos de uso das baterias. Observa-se que V2G só é viável no Reino Unido durante a estação de inverno, referente ao único caso em que os ganhos ultrapassam o custo de degradação da bateria, considerando uma tarifa de demanda de pico. Em Shahkamrani *et al.* (2021), o agendamento para um dia a frente é formulado a partir de um algoritmo de mapeamento de rota em nuvem. O algoritmo de mapeamento seleciona o estacionamento para posteriormente otimizar a troca de energia ativa e reativa com a rede por meio de uma abordagem cujo objetivo é redução de perdas e de custo da recarga. O desgaste da bateria é considerado, de modo a recompensar o usuário com o dobro da energia utilizada para o programa V2G.

Embora alguns estudos tratem do problema da recarga de VEs em estacionamentos em prol da evasão de problemas decorrentes do aumento da demanda no sistema de distribuição, redução de custos operacionais e/ou em prol da lucratividade proveniente de transações energéticas, essas abordagens requerem uma efetiva infraestrutura de comunicação na rede, caracterizando-a como uma rede inteligente. A programação de ações em prol de aspectos operativos está associada a uma nova entidade, o operador do sistema de distribuição, que controla direta ou indiretamente o provedor do serviço de recarga. Entretanto, tendo em vista que boa parte do sistema elétrico ainda não dispõe desse nível de comunicação necessário para efetivar as abordagens supracitadas, alguns autores abordam o operador da frota como elemento central de controle, atrás do medidor, conforme segue.

#### **b) Perspectiva do operador da frota**

Sob a perspectiva do operador da frota, a maximização de lucros e a integração de fontes de energia não despacháveis durante a recarga de VEs predominam as estratégias de otimização na literatura. A otimização binária por enxames de partículas é abordada em Hutson,

Venayagamoorthy e Corzine (2008) para programar trocas bidirecionais de energia em prol da maximização de lucros ao operador do estacionamento. O mesmo objetivo é alcançado por meio da análise de sinais tarifários em associação a geração fotovoltaica em Liu *et al.* (2016), onde um esquema de otimização off-line é combinado ao aprendizado online para agendar o carregamento de VEs.

Embora a função objetivo predominante para operadores de frotas seja a maximização de lucros, uma das considerações recorrentes nas formulações do problema de otimização é relacionado a comodidade do usuário, geralmente expressa na forma de SoC. Essa prática pode ser observada ao garantir um SoC próximo a carga completa da bateria em Liu *et al.*, (2016). De maneira semelhante, a oferta para compra de energia no mercado do dia seguinte<sup>1</sup> é oriunda de um modelo de otimização baseado na lógica Fuzzy em Faddel *et al.*, (2017), onde o agendamento da recarga no estacionamento conta com ações corretivas em tempo real para praticar lucros.

Enquanto Cao *et al.* (2020) utilizam o esquema organizacional de um agregador para a maximização de lucros do estacionamento, em Jin, Tang e Ghosh, (2013) mecanismos de preço são usados para incentivar o consumidor a participar do despacho de potência para a rede a fim de preencher vales de consumo e reduzir o custo da eletricidade, quando possível. Neste sentido, estratégias que tratam da perspectiva do usuário/proprietário do VE visam a redução de custos, bem como o incentivo ao aumento da disponibilidade de infraestrutura para recarga em prol da acessibilidade a um maior número de usuários, conforme segue.

### c) **Perspectiva do usuário**

O usuário de VE possui liberdade para escolher tanto o prestador quanto o local da prestação do serviço de recarga no Brasil (ANEEL, 2018). Por se tratar de uma atividade comercial competitiva, sob a perspectiva do usuário, o provedor do serviço de recarga será preferencialmente escolhido a partir de análise técnico-econômica de maneira a satisfazer as necessidades de recarga ao menor custo ou então prover outros benefícios que não sejam de ordem econômica aos proprietários de VEs.

Neste sentido, algoritmos computacionais inteligentes são comparados para gerenciar estacionamentos municipais por Su e Chow (2012) a fim de maximizar o SoC médio dos VEs

---

<sup>1</sup> No mercado do dia seguinte ocorre a liquidação de energia, ou seja, os geradores realizam ofertas de energia para cada hora ou fração do dia seguinte com o respectivo preço. Outra alternativa compreende ofertas de reduções de carga para os serviços de reserva de regulação, reserva suplementar e reserva girante (EPE, 2019).

para o próximo passo de tempo. Desse modo, o tempo para recarga é reduzido, possibilitando que um maior número de VEs sejam carregados. Em outra abordagem, Kuran *et al.* (2015) têm por objetivo a maximização da satisfação das necessidades de recarga dos VEs com base na programação linear.

De maneira geral, os usuários estão interessados no montante de energia armazenada na bateria do veículo, conforme destaca Daina, Sivakumar e Polak (2017), pois o SoC final define as restrições espaciais do uso do VE, além do preço pago pela energia. É importante ressaltar que caso haja uma disparidade muito grande entre a tarifa cobrada no estacionamento e a praticada no âmbito residencial, o negócio pode se tornar pouco atrativo. A relação entre o custo (ou tarifa) da recarga e o comportamento do consumidor foi analisada em alguns estudos. A cobrança de uma taxa sobre o valor da energia da distribuidora quando há a compra de energia para recarga é proposta por Tushar *et al.*, (2016). A diferenciação de preço afeta o padrão de recarga dos consumidores, conforme demonstrado por Motoaki e Shirk (2017) em um estudo exclusivo de estações de recarga rápida.

A minimização de custos de des/carregamento é encontrada em Khalkhali e Hosseinian (2020), o qual considera recarga rápida e lenta, porém sem considerar a degradação da bateria em trocas bidirecionais de energia. Um esquema de otimização da recarga em tempo real é formulado a partir da programação linear inteira mista para coordenar trocas bidirecionais de energia em prol da maximização da taxa de carregamento individual dos VEs em Yao, Damiran e Lim, (2017). Preços de um dia à frente são considerados para priorizar quando os VEs carregam ou descarregam suas baterias em prol da redução de custos ao usuário. Embora o V2G tenha sido abordado nos trabalhos supracitados, aspectos relativos à degradação das baterias em trocas bidirecionais de energia não foram considerados.

Sujeitas a limitações de desgaste das baterias, estratégias baseadas em sinais tarifários podem reduzir o custo da recarga e beneficiar o consumidor a partir da característica bidirecional dos VEs. Podendo ou não ser associadas à GD com ou sem suporte de armazenamento estático. A tarifa de um dia à frente também é utilizada por Honarmand, Zakariazadeh e Jadid (2014b) para otimizar a recarga considerando aspectos relativos à bateria (*i.e.*, tempo de vida) em prol da maximização do SoC dos VEs. Na mesma linha, Honarmand, Zakariazadeh e Jadid (2014a) utilizam a capacidade de reserva girante a partir do V2G associada a GD para maximizar lucros de usuários, levando em conta a idade das baterias. As características de uso das baterias devem prover diretrizes de otimização para prevenir a substituição prematura, uma vez que este componente representa custo elevado.

Um modelo de precificação da bateria para otimizar a recarga de VEs foi desenvolvido por Zhou *et al.* (2011) e aprimorado por Han, Han e Aki (2014), o qual foi abordado por outros autores em diferentes aplicações, como por exemplo em Nefedov, Sierla e Vyatkin (2018) onde a integração de GD fotovoltaica é governada em função do custo de degradação das baterias.

É provável que o proprietário do VE irá precisar de algum tipo de incentivo financeiro para consentir a participação em programas bidirecionais, conforme demonstrado por Heuveln *et al.* (2021). Proprietários de VEs declararam em entrevista que aceitam o V2G, embora com ressalvas e cuidados. Como VEs e o V2G são tecnologias novas, a amostra de 20 usuários reais da pesquisa consiste em primeiros adeptos, portanto, suas atitudes podem não refletir a maioria dos usuários futuros. Todavia, o estudo sugere a aceitação do uso de pontos de recarga V2G.

A compensação financeira adequada foi um fator particularmente importante aos entrevistados, os quais esperam que os custos de degradação sejam completamente ressarcidos. Outras formas de compensação, tais como descontos nas tarifas de carregamento ou estacionamento também são aceitáveis. Um alto nível de transparência em relação tanto ao uso da bateria quanto aos riscos e benefícios associados são vistos como essenciais pelos entrevistados, e muitas vezes, condicional a aceitação.

Os fatores de maior barreira a aceitação do V2G foram preocupações com a degradação da bateria, ansiedade de autonomia, desconforto antecipado em participar, incerteza a respeito de padrões V2G e a baixa disponibilidade de infraestrutura V2G. A redução de capacidade de bateria disponível para viagens em função da participação no V2G e a conseqüente necessidade de planejamento adicional foram preocupações recorrentes a muitos usuários. A degradação da bateria foi frequentemente questionada, apesar de que as opiniões a respeito dela são divergentes, variando desde profunda preocupação até a aceitação. Isso demonstra a imaturidade do assunto. A maioria dos usuários relatou que, caso estações de recarga V2G fossem mais disponíveis no futuro, estariam dispostos a utilizá-las. Entretanto, alguns relataram que apenas utilizariam sob algumas condições:

1. Apenas se nenhum custo adicional fosse incorrido;
2. Apenas em estacionamentos de longa duração, onde não haveria conflito com a mobilidade;
3. Apenas se o planejamento da viagem futura fosse integrado ao sistema.

### 2.3 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Embora estratégias que consideram a característica bidirecional dos VEs estejam bem consolidadas na literatura, verifica-se uma carência de metodologias conscientes dos aspectos de degradação das baterias com foco em redução de custos operacionais. É muito importante

ressaltar que o principal desafio da tecnologia bidirecional dos VEs é a minimização da degradação das baterias. As preferências dos proprietários de VEs devem ser consideradas no desenvolvimento de estratégias de recarga, uma vez que, é razoável assumir que o proprietário irá desejar manter o custo operacional do veículo o mais baixo possível. Isso inclui ambos os custos com energia e degradação da bateria, principalmente quando a recarga não é controlada pelo usuário, mas por um operador da frota, conforme ocorre em estacionamentos inteligentes.

### 3. ESTACIONAMENTO INTELIGENTE

Seguindo as especificidades do problema em questão, o escopo proposto neste capítulo visa subsidiar o desenvolvimento do sistema de gerenciamento energético no enquadramento do estacionamento inteligente. São abordados os requerimentos gerais em termos de aspectos de comunicação entre veículos, estações de recarga e controlador para possibilitar a aplicação computacional das técnicas de priorização e agendamento da recarga. O diagnóstico dos métodos de modelagem do padrão de estacionamento, da previsão de demanda, bem como do potencial bidirecional dos VEs destina-se ao embasamento teórico para a estimativa dos parâmetros de entrada do modelo proposto. Em seguida, o gerenciamento de recursos energéticos distribuídos em estacionamentos inteligentes é estudado em função da redução do custo da recarga em paralelo a satisfação das preferências dos usuários. Uma análise do desgaste de baterias de íons de lítio é abordada a fim de apresentar o modelo de degradação em função da profundidade de descarga, adotado como uma das diretrizes do problema de otimização. Por fim, o estado da arte no contexto de gerenciamento de recursos energéticos distribuídos em estacionamentos inteligentes é resumido a fim de elucidar as contribuições desta pesquisa.

#### 3.1 ESTACIONAMENTO PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS

Estacionamentos urbanos desempenham um papel fundamental para a mobilidade. Políticas públicas de estacionamento a partir da perspectiva de diferentes estratégias são examinadas por Arnott (2006), o qual demonstra a importância de estacionamentos públicos para áreas urbanas com alta densidade populacional e, conseqüentemente, densidade de tráfego elevado. A disponibilidade de vagas em estacionamentos com capacidade de carregar VEs devem promover a disseminação da tecnologia, contribuindo com a redução da ansiedade de autonomia, resultando em benefícios sociais, econômicos e ambientais.

Entretanto, a infraestrutura de estacionamento existente não está preparada para a penetração em larga escala de VEs e a sua considerável demanda de potência, em função dos requerimentos mínimos para implementação prática dos sistemas de gerenciamento. Um mapa tecnológico para transformar estacionamentos em estacionamentos inteligentes capazes de prover energia à VEs é apresentado por Babic *et al.*, (2017), onde o termo inteligência é usado para denotar algoritmos destinados a coordenar a recarga de VEs em prol de benefícios específicos.

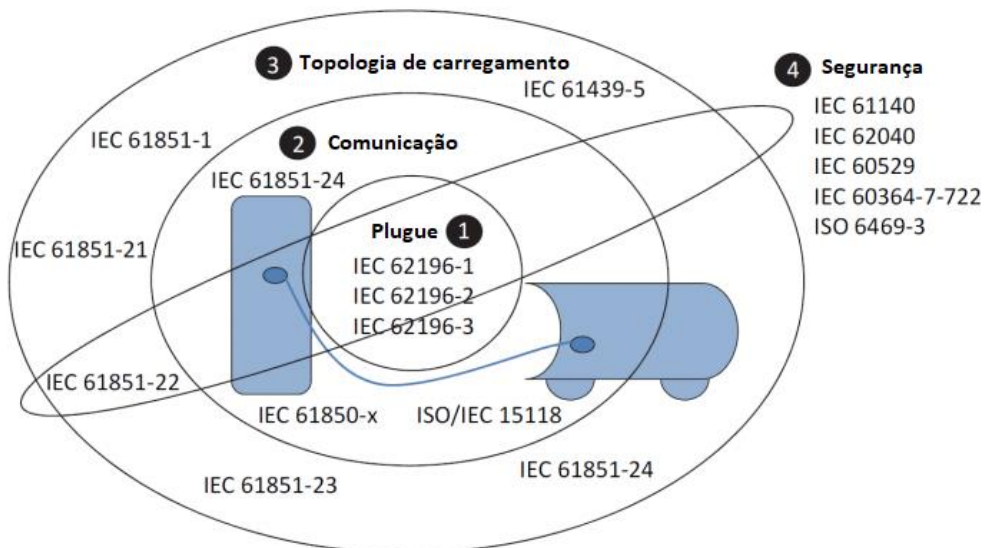
Conforme demonstrado no capítulo anterior, métodos de inteligência computacional avançada podem ser aplicados na solução de amplos problemas de otimização. Políticas de

estacionamento que tiram vantagem de tecnologia da informação são essenciais para a infraestrutura de recarga ser capaz de ajustar dinamicamente a potência demandada por VEs e executar algoritmos de controle, seguindo os aspectos de comunicação detalhados a seguir.

### 3.1.1 Aspectos de comunicação

O gerenciamento inteligente é condicionado a uma estrutura de comunicação entre os elementos do estacionamento. Existem quatro conjuntos de padrões a respeito de VEs: plugues, comunicação, topologia de carregamento e segurança, conforme apresentado na Figura 1. O padrão ISO/IEC 15118 é utilizado para comunicação entre VE e estação de recarga, enquanto o padrão IEC 61850 é utilizado para comunicação entre estação de recarga e rede (VADI et al., 2019). No Brasil, o padrão Europeu da IEC é adotado. O mecanismo de recarga inteligente coberto pela ISO/IEC 15118 torna possível combinar a capacidade da rede com a demanda de energia do crescente número de VEs conectados, bem como permite a transferência de energia bidirecional para aplicações V2G a partir da injeção de energia de volta à rede, quando possível.

Figura 1 - Padrões relativos aos VEs.



Fonte: Adaptado de Vadi et al., (2019).

Além deste padrão, como possível aplicação ao problema de gerenciamento do estacionamento inteligente, o protocolo SAE J2836/3TM permite a coordenação de recursos energéticos distribuídos e VEs, incluindo o controle de des/carregamento. Tais protocolos devem ser integrados em hardware compatível com o padrão SAE J1772 para comunicar informações essenciais ao gerenciamento da recarga. Desenvolvido pela Sociedade de



Engenheiros Automotivos (SAE) e atualmente predominante em estações de recarga residenciais/comerciais, o padrão SAE J1772 não é capaz de coletar e transmitir informação de SoC e muito menos detém conhecimento de quando atividades futuras de recarga irão ocorrer, conforme destaca Xiong (2019). Desse modo, um desafio do ponto de vista do operador da frota é a coleta de informações a respeito do comportamento do usuário e características dos VEs no instante de conexão.

Mais especificamente, os horários de conexão, desconexão e a demanda de potência são restrições críticas para tornar o agendamento ótimo da recarga eficiente. Em um sistema inteligente de controle para a recarga de VEs, o controlador deve obter informações básicas para tomar decisões e preencher as tarefas requeridas tais como localizar usuários, estabelecer filas, realizar pagamentos, medir a energia consumida, alocar recursos, entre outros. Protocolos abertos de comunicação que estão em constante desenvolvimento, como por exemplo o *Open Charge Point Protocol* da *Open Charge Alliance*, visam a interoperabilidade entre diferentes provedores do serviço recarga de modo a facilitar o gerenciamento de redes de carregadores (ZHAO e YOU, 2017).

Um sistema de gerenciamento baseado em software permite que a inteligência seja aumentada, conforme necessário, e o sistema integrado com outros dispositivos e redes para o gerenciamento online. No contexto do estacionamento inteligente, o servidor pode se comunicar com usuário, veículo, carregador, dispositivos de rede e entidades externas relevantes, cujos dados podem incluir informações críticas necessárias para inicializar o processo de carregamento, tal como a identificação do usuário, plugue ou dispositivo que o VE está conectado, além de informações de pagamento.

Os dados também podem incluir informações não críticas para a inicialização do carregamento, mas que podem ser úteis para otimizar o agendamento. Preferências do usuário, SoC da bateria, capacidade de potência disponível, previsões do tempo e consumo de potência, condição do transformador, sinais de resposta à demanda e preço da tarifa de energia estão entre as informações importantes do ponto de vista de controle.

Conforme proposto por Chynoweth *et al.* (2014), os controles do sistema de gerenciamento podem estar em nuvem ou em um servidor específico com acesso à internet, podendo se comunicar com roteadores que controlam os carregadores por meio uma Local Area Network (LAN) com conexão via Ethernet, WiFi ou rede de celulares tais como a 5G. O roteador pode se comunicar com os carregadores com base no protocolo Zigbee, por exemplo, para que apenas um roteador controle múltiplos carregadores. O carregador se comunica com

o VE através do cabo e as identificações de veículo e usuário podem ser comunicadas a partir de um dispositivo com acesso à internet tal como um smartphone.

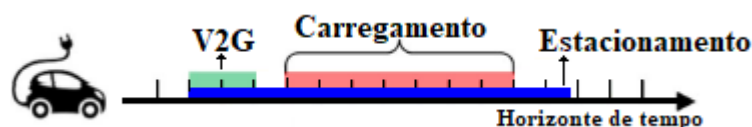
Desse modo, embora a aplicação física do sistema de gerenciamento esteja fora do escopo proposto, delimitando-se a implementação computacional, foram apresentadas as características e os requerimentos gerais que um estacionamento deve satisfazer para implementar algoritmos de agendamento ótimo dos processos de des/carga. Aspectos de comunicação, gerenciamento e controle requerem que informações específicas sejam comunicadas ao controlador para efetivar o gerenciamento do estacionamento inteligente, cujas estratégias mais disseminadas na literatura são apresentadas a seguir.

### 3.2 ESTRATÉGIA DE GERENCIAMENTO ENERGÉTICO

Conforme encontrado na literatura em diferentes formas e métodos, o aproveitamento da característica bidirecional dos VEs pode contribuir com o gerenciamento energético do estacionamento. Além disso, algumas limitações técnicas como por exemplo a imposição de limites de demanda ou restrições econômicas requerem ações de controle. A programação dos horários de execução dos processos de des/carga visa a satisfação das necessidades de recarga enquanto otimiza um ou mais objetivos específicos durante o período que o VE permanece estacionado.

A Figura 2 ilustra o exemplo em que, ao entrar no estacionamento, o VE dispõe de capacidade V2G para prover energia previamente ao atendimento das suas necessidades de recarga, as quais devem ser satisfeitas antes do horário de partida. Desse modo, em um sistema inteligente de controle para a recarga de VEs, o controlador deve agendar as recargas de modo a tirar proveito da característica bidirecional, bem como priorizar os veículos que possuem maiores necessidades em termos de energia e menor tempo de permanência no estacionamento.

Figura 2 - Exemplo do padrão de estacionamento



Fonte: Do autor.

Níveis de prioridade para agendar a recarga são propostos por Mohamed *et al.* (2014), de modo que VEs passam de um nível de prioridade a outro conforme ocorrem alterações de SoC e do tempo restante no estacionamento. Dessa forma, taxas de carregamento são

dinamicamente alteradas em tempo real a partir dessas informações, respeitando limites de potência da instalação. O fornecimento de energia para a recarga de oportunidade de VEs deve ter custo acessível aos consumidores, visto que os custos inerentes a recarga residencial não contabilizam os investimentos em infraestrutura adicional necessária para prover energia aos VEs.

Desse modo, o sucesso da instalação de carregadores em estacionamentos será consideravelmente dependente do preço pago pelo usuário, do custo da infraestrutura e da adesão dos motoristas a essa infraestrutura. Essas variáveis não são dependentes e, conseqüentemente, sistemas inteligentes devem ser formulados para que os custos inerentes à recarga não sejam proibitivos aos usuários de VEs. A viabilidade econômica relativa à instalação de carregadores de VEs em estacionamentos nos contextos Americano e Europeu é avaliada por Faria, Baptista e Farias (2014). Os custos da infraestrutura e a característica incerta das taxas de ocupação devem ser avaliadas considerando as incertezas associadas a mobilidade elétrica e aos modelos de negócio dos serviços associados. Sendo assim, o custo da infraestrutura é crucial, uma vez que soluções tecnológicas representam investimentos mais altos, os quais devem impactar no custo final do serviço prestado.

Um esquema de classificação da recarga é apresentado por Tushar *et al.* (2016), onde os usuários definem o horário de partida do estacionamento, a taxa de recarga e a permissão ou não para descarregar a bateria a fim de minimizar custos da recarga. Estratégias que envolvem GD local contribuem para a redução de custos operacionais, podendo contar com auxílio de sistemas fotovoltaicos (TUSHAR *et al.*, 2016), eólicos (MENG *et al.*, 2016) ou híbridos renováveis (HONARMAND, ZAKARIAZADEH e JADID, 2014a). Enquanto alguns trabalhos incorporam exclusivamente o armazenamento por baterias estacionárias para tratar do problema de intermitência das fontes alternativas (NOVOA e BROUWER, 2018), outros o incorporam em conjunto com a característica bidirecional de VEs (YAO, DAMIRAN e LIM, 2017). Dentro dessa categoria, a maioria desses estudos ignoram os efeitos do uso da bateria, a qual é degradada com o aumento dos ciclos de des/carga (HAN, HAN e AKI, 2014). Neste sentido, estratégias de otimização da des/carga de VEs são exploradas a fim de subsidiar o desenvolvimento do sistema de gerenciamento proposto, considerando aspectos de degradação de baterias em trocas bidirecionais de energia.

Inicialmente serão abordados os modelos de previsão de ocupação do estacionamento e demanda de VEs, bem como do potencial de energia remanescente nas suas baterias quando conectados. Posteriormente, pesquisas relativas ao gerenciamento de recursos energéticos

distribuídos são analisadas a fim de projetar a contribuição de geração fotovoltaica e armazenamento por baterias, considerando a característica bidirecional dos VEs, no contexto do estacionamento inteligente.

### **3.2.1 Padrão de estacionamento e demanda de VEs**

Estacionamentos são importantes para áreas urbanas com concentração de estabelecimentos comerciais para comportar a alta densidade de tráfego e a respectiva necessidade de vagas. Em ambientes de trabalho, tal como em universidades, dados coletados em estações de recarga mostram que na maioria dos carregamentos os VEs permanecem significativamente mais tempo conectados à estação de recarga do que seria necessário para uma carga completa (SPEIDEL e BRÄUNL, 2014). Ainda, na maioria dos casos os VEs se conectam com mais de 50% de SoC remanescente. Essas informações corroboram o potencial de desempenhar trocas energéticas bidirecionais previamente a satisfação dos requerimentos de recarga, além do potencial benefício econômico que o gerenciamento dessas transações de energia pode proporcionar, no contexto de sinais tarifários, em prol da redução de custos operacionais.

Seja qual for o objetivo desejado com tal gerenciamento, de ordem técnica, econômica, ambiental ou um conjunto das três, a previsão de ocupação do estacionamento deve servir de diretriz para o projeto do sistema de agendamento da recarga. A adesão dos motoristas a infraestrutura de recarga e o potencial energético da característica bidirecional dos VEs devem ser levadas em conta para o gerenciamento ótimo. Neste sentido, informações relativas aos horários de chegada e partida denotam o período em que o VE permanecerá estacionado, bem como a possibilidade de início da recarga. Em termos de frota, essas informações também indicam o número de VEs conectados em um determinado período, cuja demanda agregada deve situar-se a baixo de determinados limites em prol da qualidade da energia.

Além deste propósito, informações da demanda dos VEs são geralmente apresentadas na forma de SoC no momento da conexão com a estação de recarga. A energia remanescente na bateria do VE, juntamente com a capacidade da bateria, indica a quantidade de energia que deve ser entregue ao VE antes de sua partida, bem como a capacidade V2G. Desse modo, a estimativa do padrão de estacionamento e demanda de VEs denotam a janela de tempo disponível para o agendamento de des/carga de cada participante, bem como os requerimentos energéticos da instalação.

Para tratar das incertezas/imprevisibilidades de ocupação e demanda do estacionamento, uma abordagem estocástica pode ser adotada, conforme observado em Tushar *et al.* (2016). Horários de chegada e partida do estacionamento, bem como o SoC inicial dos VEs são estimados a partir de variáveis aleatórias com restrições, abordagem semelhante à adotada por Choi, Lee e Won (2018). Em Sadati *et al.* (2021), uma distribuição Normal é utilizada para descrever os horários de chegada/partida e SoC inicial dos VEs, restringida por máximos e mínimos. Entretanto, o uso de variáveis de entrada exclusivamente aleatórias, cuja solução se dá a partir do uso de restrições específicas para cada caso, pode trazer uma armadilha ao não capturar o comportamento de algumas situações específicas.

Por exemplo, usuários que não dispõem de tempo hábil para uma carga completa mas que pretendem carregar o máximo possível podem ser recusados. Um mecanismo de admissão é empregado por Wei *et al.* (2018) para recusar a recarga devido à restrições de tempo, potência ou disponibilidade de vaga. Um sistema de penalidades é proposto por Alinejad *et al.* (2021), o qual aborda o comportamento estocástico e as decisões dos proprietários de VEs durante a definição da estrutura do gerenciamento de energia. No agendamento inteligente diário, cada proprietário define seus parâmetros, entretanto, o comportamento aleatório afeta a troca de informação entre o proprietário e o centro de informações do estacionamento. A imprecisão dessas informações gera uma penalidade na qual os requerimentos finais do proprietário podem não ser satisfeitos.

Em contrapartida, sob a perspectiva do usuário, a infraestrutura de carregamento deve ser capaz de fornecer o maior SoC possível na janela de tempo em que o VE permanece conectado, trazendo comodidade e segurança ao consumidor, de modo a reduzir a ansiedade de autonomia. O padrão de estacionamento de VEs é derivado a partir de variáveis aleatórias baseadas em dados estatísticos de um estacionamento localizado em Tehran por Honarmand, Zakariazadeh e Jadid (2014a). Dados reais ou derivações estatísticas de estacionamentos universitários estão bem disseminadas dentre as metodologias abordadas pela literatura, conforme observado em Liu *et al.* (2016). Além do padrão de estacionamento, a energia remanescente na bateria também é estimada por essa abordagem em Novoa e Brouwer (2018) e Tulpule *et al.* (2013).

Embora estudos mais recentes utilizem dados reais de carregamento de VEs, como em Al-Obaidi *et al.* (2021), em função da escassez desse tipo de dados, alguns autores fazem uso de distribuições paramétricas para estimar o padrão de ocupação e demanda do estacionamento, das quais as mais comuns são as distribuições Normal e Poisson. Enquanto a distribuição de

Poisson é adotada por Wei *et al.* (2018) a partir da coleta de dados de tráfego urbano para estimar o horário de chegada ao estacionamento, a distribuição Normal é adotada para estimar o horário de saída e SoC inicial dos VEs. A distribuição de Poisson é geralmente adotada para análise de fluxo de tráfego com o parâmetro (*i.e.*, horário de chegada/partida) determinado a partir de dados históricos, conforme em Zhang e Li (2017).

Observa-se que a distribuição Normal é amplamente adotada na literatura, podendo ser oriunda de dados históricos, padrões de mobilidade urbana ou até mesmo suposições para estimar tanto horários quanto SoC inicial dos VEs no instante da conexão, conforme em Osório *et al.* (2021). No sentido de modelar a ocupação da infraestrutura, alguns autores dividem os participantes do estacionamento em VEs regulares e irregulares. Enquanto os primeiros são modelados a partir de uma distribuição Normal baseada em suposições para capturar o comportamento preditivo do padrão de estacionamento em Yao, Damiran e Lim (2017), os VEs irregulares são modelados aleatoriamente para capturar o comportamento estocástico dos usuários a partir de uma distribuição aleatória uniformemente distribuída. Em outra abordagem, VEs regulares são modelados a partir de um padrão de mobilidade de Zurich por Kuran *et al.*, (2015) e os irregulares são modelados por um padrão probabilístico baseado nesses dados.

Semelhantemente a um trabalho prévio desenvolvido no âmbito do carregamento residencial de VEs (SAUSEN, 2017), os padrões de estacionamento e demanda também são tratados de maneira probabilística por Faddel, Al-Awami e Abido (2017) com base em dados estatísticos oriundos da literatura a partir da Simulação de Monte Carlo (SMC). O período de ocupação do estacionamento é estimado por meio de uma distribuição Normal, conforme também observado em Sadati *et al.* (2019) e Meng *et al.* (2016), os quais são baseados em outros autores. Um padrão de mobilidade urbana americano é modelado por uma distribuição Normal em Mohamed *et al.* (2014) com o intuito de estimar o SoC inicial dos VEs a partir de informações a respeito da distância percorrida pelos motoristas. Neste caso, foram usados dados reais coletados em estacionamentos para prever a ocupação da infraestrutura de recarga.

Uma premissa tipicamente adotada é a carga completa ao final do período de estacionamento para reduzir a ansiedade de autonomia. Entretanto, tal variável pode ser relaxada por meio do estabelecimento de uma faixa de SoC acima de um valor mínimo aceitável, usualmente associado a distância necessária para atingir o próximo destino (e.g., casa ou trabalho), conforme observado em Prokop, Vantuch e Mišák (2018).

Com permanência por longos períodos, usualmente os VEs não requerem carga completa (*i.e.*, SoC de 0 a 100%) em decorrência dos excedentes armazenados em suas baterias,

conforme demonstrado por Speidel e Bräunl (2014). Desse modo, é essencial que os parâmetros da frota de VEs sejam adequadamente modelados, uma vez que atualmente existem diversos tipos e modelos de VEs no mercado, o que significa que cada veículo apresenta características específicas. Informações oriundas de parâmetros como taxa máxima admissível de potência e capacidade de bateria são importantes para estimar a demanda requerida por uma frota de VEs em cada período. Logo, é essencial especificar a composição da frota a fim de abranger diferentes modelos.

Muitos estudos consideram um único modelo de VE (SADATI *et al.*, 2019; CHOI, LEE e WON 2018; WEI *et al.*, 2018; HAN *et al.*, 2010), ou seja, capacidade de bateria e taxa de carregamento iguais para toda a frota. Enquanto Babic *et al.* (2017) consideram diferentes capacidades de bateria, porém a mesma taxa máxima de recarga, Turan *et al.* (2019) consideram diferentes VEs e seus respectivos níveis de carregamento distintos. Enquanto alguns estudos consideram apenas VEs puros (SADATI *et al.*, 2019; WEI *et al.*, 2018; PROKOP *et al.*, 2018), outros consideram apenas híbridos (MOHAMED *et al.*, 2014; HONARMAND, ZAKARIAZADEH e JADID, 2014a). Há ainda aqueles que consideram VEs puros e híbridos ao mesmo tempo (TURAN *et al.*, 2019; NOVOA e BROUWER, 2018; YAO, DAMIRAN e LIM, 2017). As principais características dos estudos que modelam o padrão de ocupação de estacionamentos e a respectiva demanda para recarga de VEs são sumarizados na Tabela 1.

Tabela 1 - Padrão de estacionamento e demanda de VEs.

(continua)

<b>Autor</b>	<b>Padrão de estacionamento</b>	<b>SoC inicial</b>	<b>SoC desejado</b>	<b>Capacidade da bateria (kWh)</b>
Han et al. (2010)	Fixo	10%	90%	20
Sundstrom et al., (2010)	Fixo	20%	90%	30 ou 50
Sortomme et al. (2011)	Fixo	Estatístico	95%	Estatístico [16, 70]
Hutson et al., (2008)	Aleatório	Aleatório [50, 100].	60%	Aleatório [10, 25]
Tushar et al., (2016)	Aleatório (Poisson)	Aleatório [20, 30].	80%	Aleatório [25, 40]
Choi et al., (2018)	Aleatório	Estatístico	N/D	24
Turan et al., (2019)	Aleatório	Aleatório	100%	Aleatório [16, 85]
Tulpule et al., (2013)	Estatístico	Estatístico	100%	Aleatório [4, 19.2]

Tabela 1 - Padrão de estacionamento e demanda de VEs.

(conclusão)

<b>Autor</b>	<b>Padrão de estacionamento</b>	<b>SoC inicial</b>	<b>SoC desejado</b>	<b>Capacidade da bateria (kWh)</b>
Mohammed et al., (2014)	Estatístico (Normal)	Estatístico (Normal)	80%	N/D
Honarmand et al. (2014a)	Estatístico	Aleatório [10, 70]	N/D	16,5
Kuran et al. (2015)	Estatístico	Estatístico	N/D	24, 60
Meng et al., (2016)	Estatístico	Estatístico (Normal)	Aleatório [80, 90]	Estatístico [15, 120]
Liu et al., (2016)	Estatístico	Aleatório [30, 80]	90%	22,4
Faddel et al., (2017)	Estatístico (Normal)	Aleatório	Aleatório [80, 100]	Estatístico [16, 60]
Yao et al., (2017)	Estatístico (Normal)	Estatístico/Aleatório [40, 60]	Aleatório [90, 95]	Estatístico [8, 48]
Prokop et al., (2018)	Estatístico	Estatístico (Normal)	Estatístico + 25km	Estatístico [20, 100]
Novoa et al. (2018)	Estatístico	Estatístico	Estatístico	Estatístico
Wei et al. (2018)	Estatístico (Poisson/Normal)	Estatístico (Normal)	90%	16
Sadati et al., (2019)	Estatístico (Normal)	Estatístico (Normal)	90%	50
Osório et al., (2021)	Estatístico (Normal)	Aleatório [20, 80]	100%	30
Al-Obaidi et al., (2021)	Estatístico	Fixo [50]	100%	75
Alinejad et al., (2021)	Aleatório	Aleatório [16.6, 83.3]	N/D	60
Sadati et al., (2021)	Aleatório (Normal)	Aleatório [15, 90]	Aleatório [90, 100]	40

Fonte: Do autor.

O padrão de estacionamento é predominantemente estimado estatisticamente, seja a partir de dados reais ou de modelos baseados em padrões de mobilidade/estacionamento. Já para a estimativa da demanda dos VEs (i.e., SoC inicial) observa-se uma proporcionalidade entre duas estratégias predominantes: estimativa estatística com base em dados reais de



mobilidade urbana ou aleatória a partir de suposições. Em relação a composição da frota, a maioria dos trabalhos consideram VEs puros e híbridos em conjunto.

De acordo com análise de ocupação de um estacionamento universitário, Speidel e Bräunl (2014) demonstram que a demanda de energia para recarga de VEs se assemelha a uma curva de geração solar, o que significa que estações de recarga para VEs podem ser idealmente abastecidas pela geração fotovoltaica. Desse modo, a subseção seguinte visa apresentar estudos correlatos que consideram GD fotovoltaica para auxiliar na recarga de VEs em estacionamentos inteligentes.

### **3.2.2 Geração distribuída fotovoltaica**

No que tange a integração de fontes renováveis, a participação deste tipo de geração no sistema é otimizada em função da presença de uma frota de VEs que são capazes armazenar excedentes e injetá-los novamente na rede quando possível (HONARMAND, ZAKARIAZADEH e JADID, 2014b). Neste sentido, também é considerado o papel da frota como unidades de armazenamento móveis, conforme em Sadati *et al.* (2019), além de estratégias de alocação de estacionamentos e recursos energéticos distribuídos em prol de benefícios técnico-econômicos ao sistema (AMINI *et al.*, 2017). Sendo assim, os VEs podem ser conectados em diferentes pontos do sistema para mitigar o comportamento intermitente das renováveis, uma vez que em conjunto podem representar capacidade considerável de armazenamento.

Alguns estudos sobre a recarga de VEs no contexto de estacionamentos consideravam que a eletricidade utilizada para a recarga provinha única e exclusivamente da rede (WEI *et al.*, 2018; CHOI, LEE e WON, 2018; FADDEL *et al.*, 2017). Dessa maneira, o objetivo de introduzir VEs como uma solução à poluição ambiental é reduzida pois a emissão de carbono produzido pelo sistema de transportes é repassada ao setor de geração de energia elétrica. Sendo assim, Yao, Damiran e Lim (2017) ressaltam que os benefícios econômicos e ambientais trazidos pelos VEs não podem ser totalmente entregues ao menos que sejam carregados totalmente ou parcialmente por fontes de energia renováveis, tais como sistemas fotovoltaicos.

Alguns estudos de estado da arte defendem a necessidade de integrar fontes renováveis de energia para a recarga de VEs em estacionamentos para maximizar benefícios técnicos, econômicos e/ou ambientais (PROKOP, VANTUCH e MIŠÁK, 2018; YAO, DAMIRAN e LIM, 2017; HONARMAND, ZAKARIAZADEH e JADID, 2014a). Em particular, esses benefícios podem ser alcançados a partir da utilização de geração fotovoltaica como fonte de

energia parcial ou total para o estacionamento, uma vez que a literatura (SPIEDEL e BRAÜNL, 2014) demonstra que a ocupação desta infraestrutura geralmente se dá em períodos compatíveis. Sendo assim, um esquema próprio de coordenação da recarga pode beneficiar o consumidor a partir da redução de custos aos usuários, principalmente em associação a sinais tarifários.

Mohamed *et al.* (2014) abordam o uso de um Sistema Fotovoltaico (SF) em prol do agendamento ótimo da recarga de VEs em um estacionamento, entretanto, não aborda aspectos físicos de dimensionamento do sistema. Embora não tenham adotado nenhuma técnica de otimização, a redução do consumo de energia da rede e a redução de perdas são abordadas por Turan *et al.* (2019) a partir da consideração de um SF projetado de acordo com limitações físicas do estacionamento. Para um total de 100 veículos, o SF não foi capaz de suprir a demanda total requerida para recarga. Desse modo, um aspecto importante a ser considerado é compatibilidade da dimensão do SF com as características físicas do estacionamento, conforme considerado por Prokop, Vantuch e Mišák (2018) em uma edificação, bem como por Nefedov, Sierla e Vyatkin (2018) em três configurações de estacionamentos diferentes.

Osório (2021) apresenta uma estratégia para a operação ótima de um estacionamento para VEs equipado com geração FV para maximizar lucros a partir da provisão de serviços à rede (reserva e regulação), enquanto respeita o conforto do usuário. Um sistema de 100 kW é estimado a partir da irradiação solar média para suprir energia a 110 VEs para verão e inverno.

A arquitetura de uma garagem fotovoltaica é ilustrada na Figura 3. Nesta configuração, a saída do SF é direcionada a recarga dos VEs e os excedentes, se houver, podem ser injetados na rede para compensação ou armazenados em uma bateria, a depender do esquema considerado.

Figura 3 - Exemplo de garagens solares para a recarga de VEs.



Fonte: Adaptado de Nunes, Figueiredo e Brito (2016).

Caso a geração fotovoltaica não seja suficiente, a rede provê energia para completar os requerimentos de demanda para recarga. Nesta configuração, os VEs são conectados a um

barramento CC logo após um conversor CC/CC ou, alternativamente, a um barramento CA logo após um inversor CC/CA, de modo que a característica bidirecional do inversor permite trocas energéticas com a rede em ambas direções, quando possível.

A geração de energia solar é variável, cujos dois principais tipos de variabilidade são de ordem determinística, resultante das variações diária e sazonal da irradiação solar, os quais são previsíveis; ou estocástica, decorrente do clima local e da interferência de nuvens, previsíveis apenas até um certo nível (NUNES, FIGUEIREDO e BRITO, 2016). Sendo assim, o problema de gerenciamento da recarga de VEs em um estacionamento dotado de GD fotovoltaica é desafiador devido à natureza incerta da geração renovável local. Ainda, as variabilidades em relação aos prováveis horários de chegadas/partidas e tempo de ocupação das vagas do estacionamento aumentam a complexidade do problema pois afetam a previsão da demanda das estações de recarga.

No sentido de aumentar o consumo de energia fotovoltaica e decidir o suprimento de potência da rede a partir da análise da tarifa ToU, Liu *et al.* (2016) adotam um sistema de aprendizado online acoplado a um sistema de decisão por regras proveniente de uma otimização off-line em um estacionamento comercial para maximizar os lucros do operador enquanto mantém a qualidade do serviço prestado. Ao mesmo passo em que a demanda da recarga agregada pode criar um impacto notável no estacionamento, pode prover oportunidades de novos negócios capazes de gerar valor a consumidores e investidores por meio das tecnologias de mobilidade elétrica.

Tulpule *et al.* (2013) demonstram a viabilidade econômica que uma garagem com painéis fotovoltaicos provê ao proprietário, cujo retorno do investimento ocorre dentro da vida útil dos painéis. Além de recuperar os custos de aquisição e manutenções, a maximização do aproveitamento da geração fotovoltaica e a implementação da taxaço do carbono podem aumentar a atratividade dessa infraestrutura, paralelamente aumentando também os benefícios decorrentes da descarbonização do sistema de potência. Em contrapartida, uma discussão a respeito do potencial solar em parques de estacionamento para carregamento de veículos elétricos é abordada em Figueiredo (2015), cujo arranjo com armazenamento pode não ser financeiramente atrativo sob o ponto de vista do operador do estacionamento em função do custo de aquisição elevado da infraestrutura.

Benefícios de ordem econômica, relativos ao custo da recarga, e social, contemplando a satisfação dos requerimentos de recarga, podem ser oriundos de configurações que associam a geração renovável com armazenamento estático para o gerenciamento energético em

estacionamentos inteligentes. Enquanto em Novoa e Brouwer (2018) apenas o armazenamento estático é considerado para lidar com a questão da intermitência das renováveis, em Yao, Damiran e Lim (2017) a característica bidirecional dos VEs também é considerada em conjunto. Neste sentido, a próxima seção visa apresentar trabalhos correlatos que consideram o armazenamento por baterias para tratar da questão intermitente da geração fotovoltaica durante a recarga de VEs, prática geralmente associada a redução de custos de aquisição de energia a partir de sinais tarifários.

### 3.2.3 Armazenamento por baterias estacionárias

Caso exista uma bateria de armazenamento estático para suprir os picos de consumo e dar suporte à intermitência da geração fotovoltaica no estacionamento, Figueiredo (2015) destaca que este passa a ser o elemento mais caro no investimento. Em contrapartida aos resultados apresentados por Tulpule *et al.*, (2013), o retorno do capital supera a vida útil dos painéis fotovoltaicos, tornando o negócio pouco atrativo. Entretanto, o contínuo declínio no preço combinado com o aprimoramento de desempenho das baterias de íons de lítio provavelmente irá abrir novos mercados, conforme destacado por Bloomberg NEF (2019a).

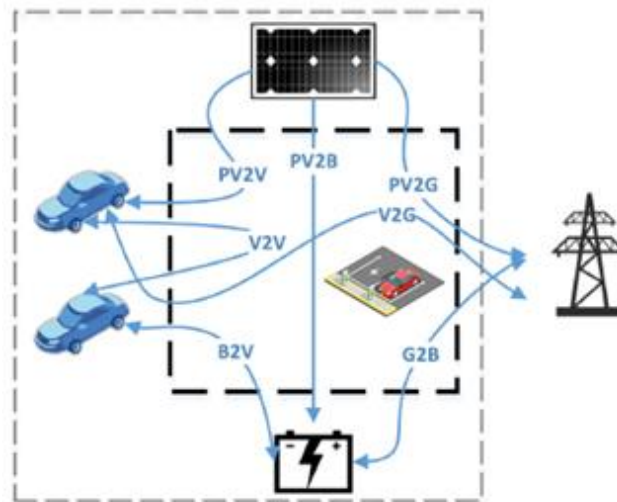
Neste sentido, Amjad *et al.* (2018) apresentam diversos esquemas para utilizar as baterias de VEs ao invés, ou em adição, a baterias estacionárias no gerenciamento da recarga de VEs a partir da consideração de sinais tarifários. O uso desses sinais pode amplificar o uso da tecnologia do VE, principalmente quando associada ao armazenamento, o qual emergiu como uma possível solução para lidar com a intermitência da geração renovável. Um sistema de gerenciamento adaptativo de carregamento é formulado por Prokop, Vantuch e Mišák (2018) com base em previsões de carga e geração na microrede de um estacionamento. Observa-se que a otimização associada a um sistema de armazenamento com menor dimensão pode apresentar resultados melhores que arranjos com sistemas de armazenamento maiores. Esse fato auxilia no desenvolvimento de soluções de menor custo em termos de investimento inicial.

Em uma configuração semelhante, Novoa e Brower (2018) têm por objetivo a maximização do aproveitamento da energia fotovoltaica para a recarga de VEs em um estacionamento. O Sistema de Armazenamento por Baterias (SAB) pode ser carregado pelo excesso de geração fotovoltaica ou pela rede convencional durante períodos de tarifa fora de pico, enquanto a energia armazenada pode ser utilizada para a recarga de VEs quando o preço para a compra de energia aumenta. A partir do conceito de um inversor inteligente dotado de algoritmos de controle, a qualidade da energia é melhorada com contribuição do

armazenamento, de modo a limitar e alterar o horário do pico de demanda da microrrede. Entretanto, a característica bidirecional dos VEs não foi explorada.

A operação V2G é abordada em (Yao, Damiran e Lim, 2017), os quais oferecem algumas características de controle das taxas de des/carga permitindo ao sistema de gerenciamento manejar a intermitência do SF em conjunto com um SAB e a característica bidirecional dos VEs. Para ilustrar essa configuração em termos de fluxo de potência, a Figura 4 expõe as possíveis transações energéticas de um estacionamento inteligente dotado de GD fotovoltaica, armazenamento estático e carregadores bidirecionais para VEs.

Figura 4 - Fluxo de energia no estacionamento inteligente.



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

Este arranjo provê flexibilidade para o agendamento da recarga, de modo que uma arquitetura baseada em sinais tarifários motiva o consumo de energia da rede quando a tarifa é vantajosa, bem como a injeção de potência na rede quando a tarifa é menos atrativa, quando possível. Neste caso, o SAB entra em cena para armazenar excedentes fotovoltaicos ou então para armazenar energia remanescente das baterias dos próprios VEs, dependendo da situação.

Conforme exposto, observa-se que poucos autores fazem uso de um SAB em conjunto com a característica bidirecional de VEs para a otimização da recarga em estacionamentos. Em muitos casos a capacidade bidirecional dos VEs substitui a necessidade da incorporação de baterias estacionárias para lidar com a intermitência da geração renovável local, geralmente motivados pela redução de custos de investimento inicial. Entretanto, Xiong (2019) aponta algumas preocupações a respeito do V2G: 1) investimentos adicionais para permitir o fluxo

bidirecional de potência; 2) estrutura de comunicação e medição avançadas; 3) degradação da bateria em função do ciclo de des/carga.

### 3.3 CARACTERÍSTICA BIDIRECIONAL E SEU PRINCIPAL DESAFIO: DEGRADAÇÃO DA BATERIA

Além de não representar custo de investimento inicial ao operador do estacionamento, a tecnologia V2G implica no mecanismo que provê capacidade de armazenamento/fornecimento de energia durante longos períodos de imobilidade dos VEs, visto que a estação de recarga com capacidade V2G pode ser operada com maior flexibilidade em resposta a vários sinais de preço e controle (XIONG, 2019). Neste contexto, a característica bidirecional dos VEs é aprofundada nesta seção, de modo a elucidar os mecanismos de degradação de baterias de íons de lítio.

Informações relativas à capacidade da bateria e SoC caracterizam um desafio aos controladores pois não são informações de fácil acesso, entretanto são essenciais para implementação do sistema de gerenciamento do estacionamento inteligente. Além deste, outros desafios para adoção da operação bidirecional incluem a degradação da bateria causada pelos ciclos de des/carga frequente, custos adicionais para conversores bidirecionais, questões de medição e preocupações de interface, bem como proteção anti-ilhamento e outros itens de interconexão que devem ser contempladas para implementação efetiva de algoritmos de controle.

Entretanto, picos de demanda mais elevados podem ocorrer para o caso em que há operação V2G, conforme demonstrado em Paterakis e Gibescu (2016), pois a potência para recarga é deslocada para outros horários em decorrência de sinais tarifários. Em Tushar *et al.* (2016) os usuários são separados em 3 categorias, podendo optar por participar ou não do programa V2G em prol de redução de custos da recarga. Enquanto Wang *et al.* (2016) apontam que os impactos na degradação da bateria são muito pequenos caso os VEs forem utilizados somente para prover serviços V2G ocasionalmente (i.e., 20x por ano), outra abordagem (GONZÁLEZ-GARRIDO *et al.*, 2019) indica que o V2G aumenta o custo total do VE em decorrência de uma potencial necessidade de substituição prematura da bateria em função do aumento dos ciclos de des/carga, podendo não compensar a redução do custo para recarga.

A coordenação da recarga e os custos de degradação acumulados aparecem em Ma, Zou e Liu (2015), onde o comportamento da recarga é atualizado de acordo com o preço da energia. Um modelo de oferta de energia com base em um custo da degradação das baterias é

apresentado por Yang *et al.* (2017), o qual assume potência de des/carregamento fixas e invariantes no tempo. Restrições de SoC e potência de carregamento podem reduzir a degradação, conforme demonstrado por Ma (2019), onde os custos de degradação não são abordados na função objetivo.

É difícil mensurar precisamente a degradação da bateria em serviços V2G devido ao processo complexo, o qual é baseado em uma série de fatores incluindo as taxas de des/carga, temperatura ambiente, profundidade de descarga e estado de carga, resultando em um problema complexo sob a ótica de avaliação econômica. No processo de avaliação econômica, é essencial calcular a estratégia V2G ótima com base tanto no preço da tarifa de energia quanto no custo de degradação das baterias.

Enquanto que para alguns estudos o V2G é capaz de cobrir os custos de degradação das baterias, outros apresentam resultados contrários. Czechowski (2015) demonstra que, sob os preços atuais de baterias, a análise dos custos com degradação e preço da energia tornam o uso de VEs como armazenadores não lucrativo. Por outro lado, o custo de envelhecimento de baterias a partir de uma função linear segmentada aparece em Xu *et al.* (2018), cuja lucratividade operacional das baterias é alcançada sob a perspectiva de maximização de lucros em mercados de energia. Um modelo de custo de degradação é formulado a partir da DoD em cada instante de tempo na análise de custo-benefício em Sufyan *et al.* (2020). Os resultados revelam que a operação V2G é lucrativa aos usuários de VEs com alta penetração de fontes renováveis de energia. Em Bhoir Caliandro e Brivio (2021) um modelo empírico de bateria é desenvolvido para avaliar os lucros da prestação de serviços ancilares através do V2G, onde os mais lucrativos são a redução da demanda de pico e regulação de frequência.

Zheng *et al.* (2022) empregam uma estratégia ótima de participação no mercado de energia e de regulação para maximização de lucros enquanto considera custos de degradação da bateria. A função de degradação não linear é considerada na função objetivo juntamente com os custos incorridos aos VEs na provisão de serviços à rede, solucionada através do método generalizado de gradiente reduzido. O mercado competitivo de Nova York é escolhido como estudo de caso para investigar a economia proporcionada por serviços V2G sob diferentes custos de bateria. Além de reduzir a vida útil das baterias, os resultados revelam que é muito provável que os agregadores de VEs operariam sob perdas em meio aos custos atuais de baterias. Evidencia-se, portanto, a necessidade de redução no custo de aquisição de baterias para que oportunidades de negócio baseadas na exploração da capacidade de armazenamento dos VEs se tornem viáveis.

Uma vez que as baterias são um dos mais importantes e custosos componentes do VE, o custo da degradação influencia diretamente nos benefícios econômicos em estratégias de descarregamento. Como resultado, a degradação é amplamente reconhecida como uma significativa barreira à participação de VEs em esquemas V2G (AGHAJAN-ESHKEVARI *et al.*, 2022). Em função disso, o operador do sistema deve dispor de modelos matemáticos apropriados de degradação para tomar decisões. Embora considerados em alguns estudos V2G, modelos de degradação são pouco comuns em sistemas de gerenciamento de energia para estacionamentos inteligentes, principalmente na particularidade de estratégias que visam a redução de custos operacionais.

Importa ressaltar que o V2G não está disponível na maioria dos modelos comercializáveis atualmente, com exceções, a exemplo do veículo de passeio Leaf e da van utilitária e-NV200, ambos da Nissan. Uma das justificativas é que o custo de degradação da bateria inerente às trocas bidirecionais de energia é complexo de ser estimado, pois as tecnologias são imaturas e ainda estão em desenvolvimento. Para muitos tipos de baterias, a resistência interna tende a aumentar em ambas extremidades do SoC, logo, utilizar a bateria em níveis intermediários de SoC é uma boa prática para desacelerar a degradação, conforme compreensivamente detalhado na seção subsequente.

### **3.3.1 Baterias de íons de lítio**

Inventada por um pesquisador da Exxon Mobil Corporation nos anos 1970 e inicialmente comercializada pela Sony em 1991, a tecnologia de baterias compostas por íons de lítio recarregáveis existe há décadas (BLOOMBERG NEF, 2019a). Seu princípio básico de funcionamento ocorre a partir do transporte de átomos carregados de lítio, ou íons, através de uma substância líquida de eletrólito, movendo-se recorrentemente entre um catodo positivo e um anodo negativo durante os processos de des/carga. O uso de diferentes materiais no catodo (e.g., cobalto, níquel e manganês) aumentou a capacidade de armazenamento das baterias bem como suas aplicações, que se iniciaram em eletrônicos de consumo, tal como em celulares, e hoje podem ser encontradas nos VEs que se conectam aos sistemas de potência.

Enquanto a capacidade vem aumentando gradativamente em novos modelos e composições químicas, avanços em termos de longevidade e segurança estão se consolidando. Em decorrência das suas propriedades químicas, baterias de íons de Lítio são sistemas complexos. Em vista disso, no Apêndice A são abordados os conceitos básicos sobre baterias, afim de elucidar termos, especificidades e as características importantes a respeito da



degradação, além da investigação dos principais modelos que caracterizam o custo associado. A tarefa de desenvolver modelos de desgaste de baterias é particularmente complicada uma vez que a degradação se origina a partir de uma variedade de fatores interligados que afetam as propriedades físicas do anodo, catodo e do eletrólito, conforme segue.

### 3.3.2 Mecanismos de degradação em aplicações bidirecionais de VEs

É bem estabelecido na literatura científica (UDDIN *et al.*, 2017) que baterias de íons de lítio envelhecem, ou seja, sofrem degradação. Diferentes composições químicas de baterias são fundamentais na definição de quais VEs podem ser mais utilizados para operação V2G, a fim de reduzir a degradação devido aos ciclos adicionais de operação (MARONGIU, ROSCHER e SAUER, 2015). Baterias de íons de lítio são as melhores candidatas ao V2G em decorrência de razoável capacidade de ciclo profundo, longo ciclo de vida (entre 2000-4000 ciclos profundos), densidade energética relativamente elevada e alta eficiência (YILMAZ e KREIN, 2013). Por serem sistemas complexos, a modelagem da degradação é de suma importância para desenvolver sistemas de gerenciamento conscientes da preservação de sua vida útil.

A modelagem do ciclo de vida de uma bateria e seu conseqüente envelhecimento é estudada em Ahmadian *et al.* (2018). Enquanto alguns trabalhos são baseados em parâmetros elétricos e eletroquímicos, outros focam na análise pós morte. A degradação da bateria ocorre preponderantemente devido a reações químicas secundárias durante o armazenamento e reações eletroquímicas secundárias durante os ciclos, as quais se manifestam em diferentes formas (UDDIN *et al.*, 2017). Enquanto a primeira diz respeito ao envelhecimento natural, por ação do tempo, a segunda se dá em função dos ciclos de des/carga. Neste caso, as principais métricas convencionais predominantes para avaliar a degradação são o estado de carga (SoC) para o envelhecimento por calendário e a profundidade de descarga (DoD) para a degradação em função dos ciclos. Essas reações secundárias resultam em diferentes formas de degradação, cujas principais são as perdas de capacidade e potência (SCHMALSTIEG *et al.*, 2014). Enquanto a primeira afeta a autonomia do VE, uma vez que reduz a capacidade de armazenamento, a segunda se traduz no aumento de resistência interna ou impedância da célula, a qual limita a capacidade de potência, reduzindo a eficiência do veículo (UDDIN, DUBARRY e GLICK, 2018).

Além dos fatores supracitados, altos níveis de temperatura, exposição à tensão elevada (i.e., sobrecarga) e taxa de carregamento (*C-rate*)<sup>2</sup> elevada também aceleram a degradação, bem como o estado ambiente, químico e eletroquímico da bateria (SMITH *et al.*, 2017). A taxa de degradação durante o armazenamento é dependente dos fatores temperatura e SoC, enquanto a taxa de degradação relacionada ao ciclo é dependente de temperatura, SoC, DoD e taxa de carregamento, os quais são dinâmicos e evoluem conforme as dinâmicas da bateria (i.e., condições ambiente e utilização).

No contexto do estacionamento inteligente, em ambientes urbanos os VEs estacionados irão permanecer conectados à infraestrutura de recarga por um curto período de tempo em detrimento a duração da vida útil da bateria. Por esse motivo, a degradação em função do envelhecimento natural, ou por calendário, pode ser negligenciada. A utilização da energia excedente na bateria dos VEs em estacionamentos urbanos/comerciais deve contribuir para o equacionamento dos requerimentos de recarga em prol da redução de custos ou geração de receitas. Por esse motivo, o mecanismo de degradação predominante é dado em função dos ciclos de des/carga e não do envelhecimento por calendário.

Em termos gerais, para a maioria das composições químicas empregadas em VEs, a bateria usualmente apresenta uma característica não linear de degradação em função do aumento do número de ciclos de des/carga. Neste contexto, Han *et al.*, (2019) divide a degradação em três estágios principais, conforme ilustrado na Figura 5. No primeiro estágio de degradação, ocorre a formação da Interface de Eletrólito Sólido (IES) no anodo, nome dado a acumulação de material resultante da decomposição do eletrólito, a qual consome lítio durante as reações químicas e aumenta a resistência interna da bateria em função do crescimento da espessura da IES. Essa camada de material decomposto dificulta a passagem de íons durante os processos de des/carga. Em decorrência da formação da IES, durante os primeiros ciclos ocorre uma rápida redução de capacidade, especialmente durante a primeira recarga.

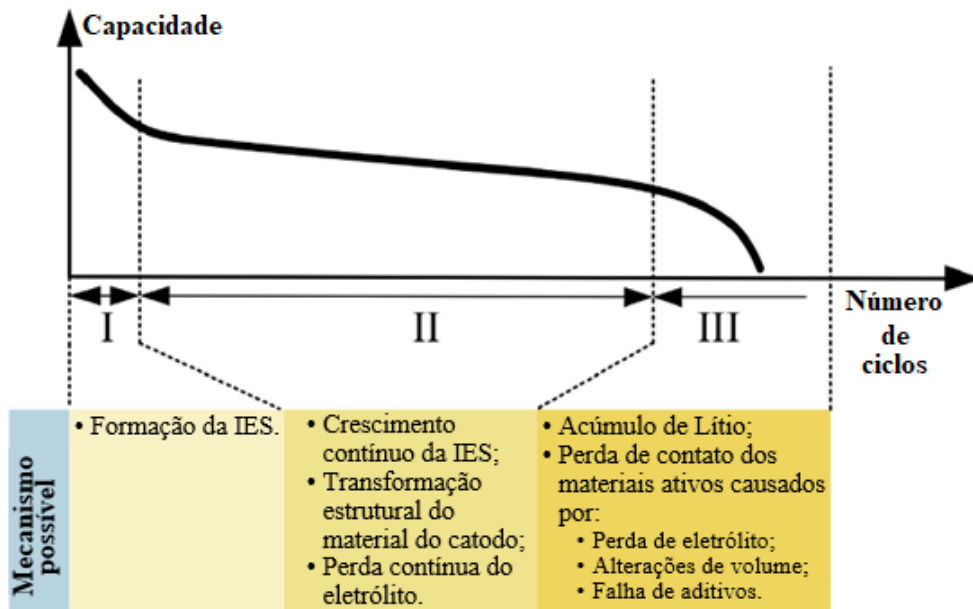
No segundo estágio de degradação, o desempenho da bateria decai de maneira estável devido as diversas reações internas secundárias relativas aos processos de des/carga. No terceiro estágio, ocorre uma rápida perda de capacidade e aumento de resistência interna próximo ao

---

<sup>2</sup> A taxa “C” é uma unidade de medida em que a bateria é des/carregada em relação a sua capacidade máxima. Usualmente medida em 1C, a capacidade significa que uma bateria de 1 kWh completamente carregada deve prover 1 kW durante 1 hora. A taxa 1C também significa uma des/carga completa em 1 hora, 2C des/carga completa em 30 minutos e assim por diante (MIT, 2018).

final da vida da bateria, em razão da perda de inventário de lítio decorrente da decomposição e/ou perda de materiais ativos decorrentes da perda de eletrólito, falha de aditivos e/ou alterações de volume.

Figura 5 - Mecanismos de degradação em função da perda de capacidade.



Fonte: Adaptado de Han *et al.* (2019).

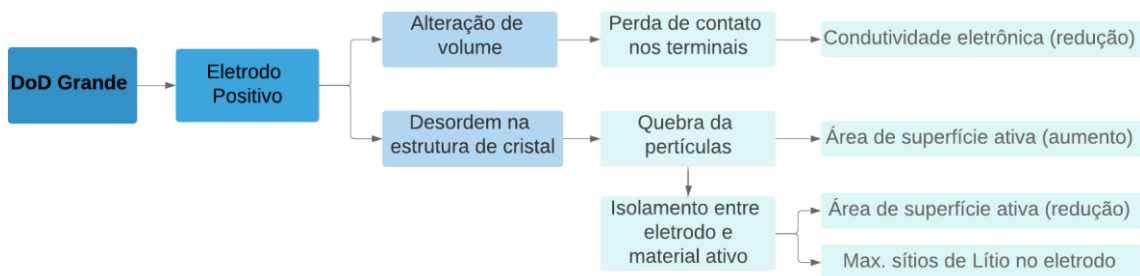
Em aplicações de VEs, usualmente a bateria é carregada completamente e depois descarregada até uma certa DoD a fim de prevenir a descarga profunda. Neste sentido, em conjunto com a frequência de ciclos em que a bateria é submetida, Smith *et al.*, (2017) destaca que a métrica de análise de degradação predominante em função do ciclo é a DoD. Conforme essa profundidade é aumentada, principalmente em relação à descarga profunda (i.e., próximo a extremidade inferior do SoC), a degradação é intensificada. Entretanto, a influência da DoD na vida útil de uma bateria é complexa, conforme detalhado a seguir.

### 3.3.3 Análise da degradação em função da profundidade de descarga (DoD)

A maioria dos estudos aponta que a capacidade de baterias de íons de Lítio decai com os ciclos de des/carga e a magnitude dessa perda é dependente do número de ciclos e da DoD em que a bateria é sujeita durante esses ciclos (AHMADIAN *et al.*, 2018; PETERSON, APT e WHITACRE, 2010; SCHMALSTIEG *et al.*, 2014; SMITH *et al.*, 2012; VETTER *et al.*, 2005). A compilação de estudos demonstrada por Ahmadian *et al.* (2018) aponta que a DoD tem maior efeito de degradação do que o SoC médio do VE. Em outras palavras, se o SoC médio é baixo, a bateria sofrerá degradação mais rapidamente com maiores DoDs.

A perda de capacidade em função do aumento de ciclos e os possíveis mecanismos internos em diferentes estágios de degradação em função da DoD são ilustrados na Figura 6. Em síntese, os efeitos de altas DoDs intensificam a expansão volumétrica e estressam os eletrodos da bateria, resultando em alterações severas de estrutura e volume que ocasionam perda de capacidade e potência.

Figura 6 - Degradação de baterias de íons de lítio em função da DoD.



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

Cargas elétricas e térmicas também causam degradações eletroquímica e mecânica oriundas de alterações volumétricas do material ativo. Zhou *et al.* (2011) propuseram um modelo de degradação da bateria em função da DoD e da temperatura para avaliar a viabilidade do V2G em serviços ancilares. Sendo assim, quantificar a influência da temperatura ambiente na expectativa de vida útil em VEs que não possuem sistema de gerenciamento térmico da bateria é relevante. Entretanto, os VEs mais recentes em sua grande maioria são equipados com sistemas de gerenciamento térmico do pacote de baterias para garantir operação segura e durabilidade, uma vez que a temperatura é uma variável importante quando se trata de degradação. Como exemplo, os modelos elétricos da Tesla e GM contam com um sistema de resfriamento líquido, já o Nissan Leaf conta com resfriamento a ar (YANG *et al.*, 2019).

Em um estudo feito por Smith *et al.* (2017) referente a aplicação de armazenamento por baterias conectadas à rede, caso um sistema de gerenciamento térmico for adicionado para manter a temperatura das células entre 20-30° C, sua expectativa de vida é aumentada significativamente. Com base nisso, assume-se como premissa desta pesquisa a existência de um sistema de gerenciamento térmico para prevenir a degradação em função do efeito Joule (aquecimento), tal como ocorre nos atuais modelos de VEs citados anteriormente. Desse modo, quando há controle da temperatura, a degradação da bateria é governada preponderantemente pela frequência do ciclo de des/carga em função da DoD em que a bateria inicia o processo de carregamento.

Para controlar a degradação é necessário um acompanhamento acurado do histórico dos fatores de estresse em função de um determinado ciclo de utilização da bateria. Neste sentido, um modelo de circuito equivalente é utilizado em Uddin *et al.* (2017) para estimar a evolução desses fatores em função do tempo. Tanto o controle inteligente quanto a otimização do horário de carregamento podem garantir que a taxa de degradação adicional seja minimizada ou até mesmo, em alguns casos, a vida útil da bateria pode ser estendida a partir da característica bidirecional dos VEs. Uddin *et al.* (2017) modificaram o SoC dos VEs de tal forma que o ciclo ocorra na região de menor resistência interna, em relação ao SoC, de forma a minimizar o efeito Joule. Desse modo, algumas pesquisas visam aprimorar o ciclo de vida útil das baterias, motivados pela redução de custo por unidade de energia armazenada (UDDIN *et al.*, 2017; ABDULLAH AL-KARAKCHI, LACEY e PUTRUS, 2015; BASHASH *et al.*, 2011).

Em uma abordagem subsequente, Uddin, Dubarry e Glick (2018) maximiza os lucros de proprietários de VEs com a venda de capacidade no mercado de energia em paralelo a minimização da degradação da bateria por meio de algoritmos inteligentes de controle. Peterson e Whitacre (2010) e Zhou *et al.* (2011) realizaram avaliações econômicas do V2G considerando o desgaste de baterias, cujos modelos são baseados em experimentos específicos, ou seja, considerando apenas um modelo de VE. Desse modo, não são levadas em conta as características distintas dos VEs, visto que os custos de degradação são aplicados a toda frota.

O principal problema da associação de custos de degradação de bateria em esquemas de controle da recarga é a dificuldade em descrever as particularidades características dos diferentes tipos de bateria, uma vez que seus ciclos de vida variam amplamente de acordo com a composição química e processo de fabricação. Embora essas diferenças possam ser distinguidas por meio de parâmetros variáveis, dados experimentais devem ser conhecidos para determinar os parâmetros particulares de uma bateria específica. Os modelos de bateria são obtidos por meio do ajuste de curvas experimentais ou por meio da exploração da sua estrutura química, a qual também têm seus modelos derivados a partir de dados experimentais.

A taxa de degradação é fortemente dependente de condições operacionais. A partir de uma revisão de diferentes modelos de degradação disponíveis na literatura, Ahmadian *et al.* (2018) ressalta que ainda não há um consenso comum em relação ao potencial benefício econômico do V2G pois a avaliação particular de cada caso é condicionada a diferentes considerações e cada trabalho apresenta condições operativas diferentes para sustentar seus resultados.

Usualmente dados relativos ao ciclo de vida de baterias são disponibilizados em termos de Contagem de Ciclos Factíveis (CCF) pelos fabricantes, os quais são relacionados ao estado de carga (SoC). Porém, o uso da bateria ocorre em diversos níveis de profundidade de descarga (DoD), logo, o uso desse tipo de dados é limitado a uma estimacão grosseira do ciclo de vida da bateria. Para tratar dessas questões, Han, Han e Aki (2014) sugerem um modelo prático de custo de degradação da bateria para custear a injeção de potência fotovoltaica no sistema de distribuicão com auxílio do V2G e uso da tarifa *feed-in*.

Um custo de depreciação (degradação) da bateria é diretamente gerado a partir de uma Função de Densidade de Desgaste (FDD), tornando mais fácil seu uso em esquemas de otimização da recarga de VEs. Dessa maneira, a FDD provê uma medida prática que pode ser traduzida a um custo de degradação personalizável para cada tipo de bateria, pois incorpora uma forma generalizada dos dados que descrevem seus ciclos de vida, uma vez que o SoC ou suas derivações (i.e., DoD) são usados como parâmetros da FDD. Esse modelo foi amplamente utilizado pela literatura, conforme exposto na a seguir, pois pode ser derivado de dados de ciclo de vida baseados na DoD e CCF, comumente disponibilizados pelos fabricantes (HAN, HAN e AKI, 2014). O detalhamento deste modelo é apresentado na Seção 2 do Apêndice A.

### 3.4 SÍNTESE DO ESTADO DA ARTE E CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA

Esta seção teve por objetivo abordar o estado da arte das pesquisas relacionadas ao gerenciamento de VEs em estacionamentos inteligentes e elucidar as contribuicões desta pesquisa. Pesquisas relativas a integração da geracão renovável fotovoltaica com armazenamento para a otimização da recarga de VEs estão bem disseminadas na literatura, conforme exposto nas seções 3.2.2 e 3.2.3. Algumas pesquisas que, além destes fatores, consideram a característica bidirecional de energia dos VEs para contribuir com a operacão econômica de sistemas foram abordadas na seção 3.3.

Dentro desta categoria, observa-se que poucos estudos abordam aspectos de degradação das baterias em prol da reduçã de custos, principalmente no caso específico do estacionamento inteligente. Embora bastante disseminada em aplicações V2G, geralmente a única forma de preservaçã de vida útil das baterias de VEs encontrada em estratégias de gerenciamento de estacionamentos inteligentes é expressa na forma de restriçã de SoC mínimo e máximo, porém não como diretriz do problema de otimizaçã.

O esquema de agendamento em tempo real formulado por Yao, Damiran e Lim (2017) coordena trocas bidirecionais de energia com base em prioridades de des/carregamento e sinais

tarifários, conquistando redução de custos a partir da GD suportada por um sistema de armazenamento por baterias. Entretanto, aspectos relacionados à degradação das baterias em função do aumento dos ciclos de des/carga decorrentes das trocas bidirecionais de energia não foram explorados, limitando-se a prevenção contra descarga profunda na forma de restrição.

Em Al-Karakchi, Lacey e Putrus (2015) foram incluídos períodos de descanso durante a recarga, ou seja, ao invés de uma trajetória de potência contínua, tem-se uma trajetória de pulsos (*on/off*) como estratégia de redução da degradação. O carregamento modificado apresentou maior capacidade de bateria ao final do período de análise em decorrência do menor aumento de resistência interna, o qual é resultante da redução na temperatura durante a recarga devido aos períodos de pausa.

Em Honarmand, Zakariazadeh e Jadid (2014b) um fator de peso/classificação é proposto para a priorização da des/carga no estacionamento, considerando aspectos das baterias dos veículos como critério de tomada de decisão. A informação acerca da idade da bateria é usada como parâmetro para calcular as prioridades de des/carregamento a cada passo do algoritmo, cujo objetivo é maximizar o SoC de acordo com os pesos/prioridades calculados. Essa métrica de degradação influencia no número de troca de estados entre carga e descarga, a partir de dados como tensão de circuito aberto e resistência interna, a fim de determinar a potência de des/carga de cada VE.

Um sistema de gerenciamento da recarga de VEs em um prédio comercial é projetado por Nefedov, Sierla e Vyatkin (2018) com base no conceito *vehicle-to-building* (V2B) em associação a um sistema fotovoltaico. Embora esse arranjo não conte com armazenamento, explora-se todo o potencial de armazenamento dos VEs para a geração fotovoltaica excedente, de modo a suprir as necessidades da instalação e reduzir os custos operacionais. Mesmo que a redução de custos não seja proveniente de um esquema de otimização, a programação das recargas considera um custo de degradação da bateria oriundo da literatura especializada (ZHOU *et al.*, 2011 apud HAN, HAN E AKI, 2014).

Em Sadati *et al.* (2021) um custo fixo de degradação de bateria é utilizado para maximização de lucros de diversos estacionamentos que interagem entre si e com a rede. Entretanto, esses estudos não interpretam de maneira abrangente a característica dinâmica da potência para carregamento, evolução de SoC e característica não linear da degradação da bateria, as quais são influenciadas pelas taxas de des/carregamento.

A problemática de rotas para VEs é formulada por uma Programação Linear Inteira (PLI), onde Guo *et al.* (2022) abordam um modelo não linear de carregamento e um custo

prático de degradação da bateria. Uma aproximação linear segmentada da curva CC-CV de recarga é apresentada, cujos segmentos da linearização consideram uma taxa fixa de carregamento, os quais impossibilitam a manipulação de taxas controláveis para recarga.

Em função da escassez de metodologias que consideram a degradação no problema de gerenciamento energético de estacionamentos, os estudos mais relevantes que compreendem esse fenômeno em diferentes aplicações também são considerados, como por exemplo o sistema de gerenciamento de energia residencial proposto por Abdelaal, Gilany e Elshahed (2021). Uma taxa de carregamento fixa e um custo de degradação fixo são considerados para todos os níveis de SoC dos VEs, com o objetivo de reduzir o custo da energia e a relação entre demanda de pico e demanda média, reduzindo conseqüentemente o carregamento do transformador de distribuição.

Como diferencial e aspecto inovador, na presente pesquisa a taxa de carregamento não é mais um valor constante, conforme comumente tratado pela literatura, mas sim uma função relacionada ao atual estado de carga da bateria atualizada a cada passo de tempo, bem como em função das necessidades/prioridades de carregamento. Entretanto, o tempo de recarga depende não somente das necessidades de recarga e do tempo hábil para efetuá-la, mas também da relação com o custo da tarifa de energia e degradação da bateria. Isto é, a taxa de carregamento - variável de decisão do problema de otimização - é influenciada por múltiplos fatores.

Neste caso, a maneira como a função de custo de degradação é aplicada leva em conta as especificidades da taxa de carregamento controlável, a qual determina o montante de potência entregue a cada VE pois, em termos práticos, a potência de recarga não é constante. Essa estratégia proporciona uma relação próxima entre a taxa de carregamento e degradação dinâmica. Ainda, são introduzidas funções de desgaste customizadas, uma vez que a degradação incorrida pelo ciclo da bateria pode variar dependendo das características de cada modelo de VE.

Finalmente, a literatura existente não apresenta estudos de um modelo de otimização sistêmico sob a perspectiva de redução de custos operacionais para estacionamentos inteligentes, contemplando GD, armazenamento e aspectos de degradação das baterias. Neste contexto, é proposta uma solução de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) para agendamento do des/carregamento de VEs, a qual busca a maximização da potência entregue a cada VE em paralelo a redução de custos operacionais, em respeito ao custo da recarga, tempo de recarga e degradação da bateria.



As principais pesquisas correlatas que visam o gerenciamento de VEs em estacionamentos inteligentes são sumarizadas na Tabela 2. São estudadas as estratégias de otimização, considerando aspectos de geração distribuída (GD), sistema de armazenamento por baterias (SAB), trocas bidirecionais de VEs, sinais tarifários e degradação de baterias.

Tabela 2 - Estado da arte do estacionamento inteligente.

(continua)

Autor	Otimização	GD	SAB	V2G	Sinais tarifários	Degradação da bateria
Zang (2015)	Programação dinâmica (minimização de custos)	X	X	X	✓	X
Kuran (2015)	Otimização dois estágios (max. lucros; max. do nº de VEs carregados)	X	X	X	✓	X
Faddel (2017)	Otimização Fuzzy (maximização de lucros)	X	X	X	✓	X
Choi (2018)	Modelo de controle preditivo (minimização do custo)	X	X	X	✓	X
Wei (2018)	Algoritmo adaptativo (maximização da utilização de carregadores)	X	X	X	✓	X
Tulpule (2013)	Programação dinâmica (max. do uso de energia fotovoltaica)	✓	X	X	✓	X
Liu (2016)	Algoritmo híbrido online (maximização de lucros)	✓	X	X	X	X
Prokop (2018)	Algoritmo evolucionário multi objetivo com decomposição (maximização do SoC)	✓	X	X	X	X
Honarmand (2015)	PLIM (maximização de lucros)	✓	X	✓	✓	X
Sadati (2019)	PLIM (max. de lucros e min. de custos)	✓	X	✓	✓	X
Meng (2016)	Programação dinâmica (regulação de frequência)	✓	X	✓	X	X

Tabela 2 - Estado da arte do estacionamento inteligente.

(conclusão)

Autor	Otimização	GD	SAB	V2G	Sinais tarifários	Degradação da bateria
Mohamed (2014)	Algoritmo de gerenciamento em tempo real para redução de custos	✓	✗	✓	✓	✗
Tushar (2016)	Programação inteira mista (minimização de custos)	✓	✗	✓	✗	✗
Yao (2017)	PLIM (maximização das taxas de des/carga)	✓	✓	✓	✓	✗
Novoa (2018)	Algoritmo de controle multi-objetivo	✓	✗	✗	✗	✗
Turan (2019)	Redução de consumo e perdas na rede de distribuição	✓	✗	✗	✗	✗
Shahkamrani (2021)	Otimização híbrida (redução de custos e perdas)	✗	✗	✗	✓	✗
Abdelaal (2021)	Algoritmo de gerenciamento energético	✗	✓	✗	✓	✗
Honarmand (2014a)	PLIM (minimização do custo da microrrede)	✓	✗	✓	✓	✓
Honarmand (2014b)	Programação não-linear (maximização das taxas de des/carga e SoC)	✗	✗	✓	✓	✓
Sadati (2021)	PLIM (maximização de lucros)	✗	✗	✓	✓	✓
Guo (2022)	PLI (minimização de custos residencial)	✗	✗	✓	✓	✓
<b>Proposta</b>	<b>PNLIM (maximização das taxas de des/carga)</b>	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Do autor.

Alguns estudos anteriores focaram na maximização da conveniência aos consumidores de modo a garantir a satisfação dos requerimentos de recarga (PROKOP, VANTUCH e MIŠÁK, 2018) ou minimização do custo da recarga (SUNDSTRÖM e BINDING, 2012). Com base na estratégia proposta por Yao, Damiran e Lim (2017), uma única função objetivo é adotada na presente pesquisa para conquistar ambas finalidades contraditórias. Introduce-se um novo coeficiente, de modo a capturar o fenômeno de degradação das baterias. Deste modo, a formulação proposta tem por objetivo definir o conjunto ótimo de despacho de potência entre

VEs, SAB, sistema fotovoltaico e rede a partir de três coeficientes: (1) prioridades de des/carregamento; (2) preferência pelos preços da energia; e (3) degradação das baterias.

Em função de maximizar a potência, essa formulação reduz o tempo para satisfazer os requerimentos de recarga enquanto reduz paralelamente os custos da recarga e degradação das baterias. É utilizado um modelo de degradação com base nos experimentos de CCF de baterias de íons de lítio feitos por Zhou *et al.* (2011), o qual foi introduzido à modelagem de Han, Han e Aki, (2014) para formular uma FDD que devidamente parametrizada resulta em uma função de custo de degradação.

Conforme destacado por Bloomberg NEF (2019a), os preços de baterias de íons de Lítio continuam em queda, desse modo, propõe-se uma atualização na FDD para capturar os preços atuais dos pacotes de baterias. A partir dessa estratégia consciente da degradação, a DoD é aproximada a um ponto ótimo em prol da redução do custo de degradação final. Importa ressaltar que os ciclos de des/carga não são aumentados com essa estratégia, uma vez que a execução do carregamento é uma condição prévia para descarregamento. Essa estratégia visa mitigar múltiplos ciclos de des/carregamento que estressam a bateria. Ou seja, já que a bateria será carregada de qualquer forma, aproxima-se a DoD ao ponto onde a degradação tem valor reduzido. Outro aspecto inovador é a incorporação da taxa de carregamento controlável ao modelo de degradação. Essa estratégia aproxima a natureza contínua de evolução de SoC com a degradação, visto que a utilização de taxas fixas tanto para carregamento quanto para degradação não é capaz de captar esse fenômeno.

### 3.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Na revisão bibliográfica apresentada neste capítulo foi feito o levantamento das principais características em relação às estratégias de coordenação da recarga de VEs nos contextos do sistema de distribuição, agregadores de frotas, estacionamentos e edificações. A estratégia adotada foi uma abordagem geral dos principais objetivos de otimização, seguida pela ênfase nas pesquisas relacionadas a estacionamentos inteligentes. Foram apresentados aspectos básicos de infraestrutura e comunicação necessários para implementação computacional da metodologia proposta, bem como as modelagens do padrão de ocupação do estacionamento e demanda dos VEs mais difundidas na literatura. Buscaram-se trabalhos que contemplam GD fotovoltaica, armazenamento por baterias, trocas bidirecionais de energia e, principalmente, aqueles que consideram a degradação de baterias nas formulações dos problemas de pesquisa. Sendo assim, a principal contribuição desta pesquisa é a coordenação de todos esses fatores para o agendamento da recarga de VEs para um dia à frente no contexto

do estacionamento inteligente, garantindo a maximização das taxas de des/carregamento de modo a propiciar a extensão de vida útil das baterias dos VEs e a redução de custos operacionais, conforme detalhado na formulação matemática do problema a seguir.

## 4 SISTEMA DE GERENCIAMENTO DO ESTACIONAMENTO INTELIGENTE

Neste capítulo é apresentada a fundamentação teórica e a modelagem matemática do Sistema de Gerenciamento Inteligente (SGI). Isto é, um algoritmo projetado para otimizar os processos de des/carregamento de VEs, considerando prioridades, sinais tarifários e degradação das baterias quando operam em trocas bidirecionais de energia. Essa estratégia foge das práticas que geram ciclos de des/carga adicionais às baterias dos VEs, como prestação de serviços ancilares e ofertas no mercado de energia. Embora, em alguns casos específicos, possam ser benéficas a rede ou gerar lucros, acabam estressando e reduzindo a vida útil das baterias. No método proposto nesta tese, o descarregamento só ocorre previamente e condicionalmente ao carregamento, limitando-o apenas ao caso onde ele irá reduzir a degradação de acordo com uma função densidade de desgaste. A proposta visa satisfazer as necessidades de carregamento dos VEs garantindo sua mobilidade futura com custo reduzido.

### 4.1 SISTEMA DE GERENCIAMENTO INTELIGENTE (SGI)

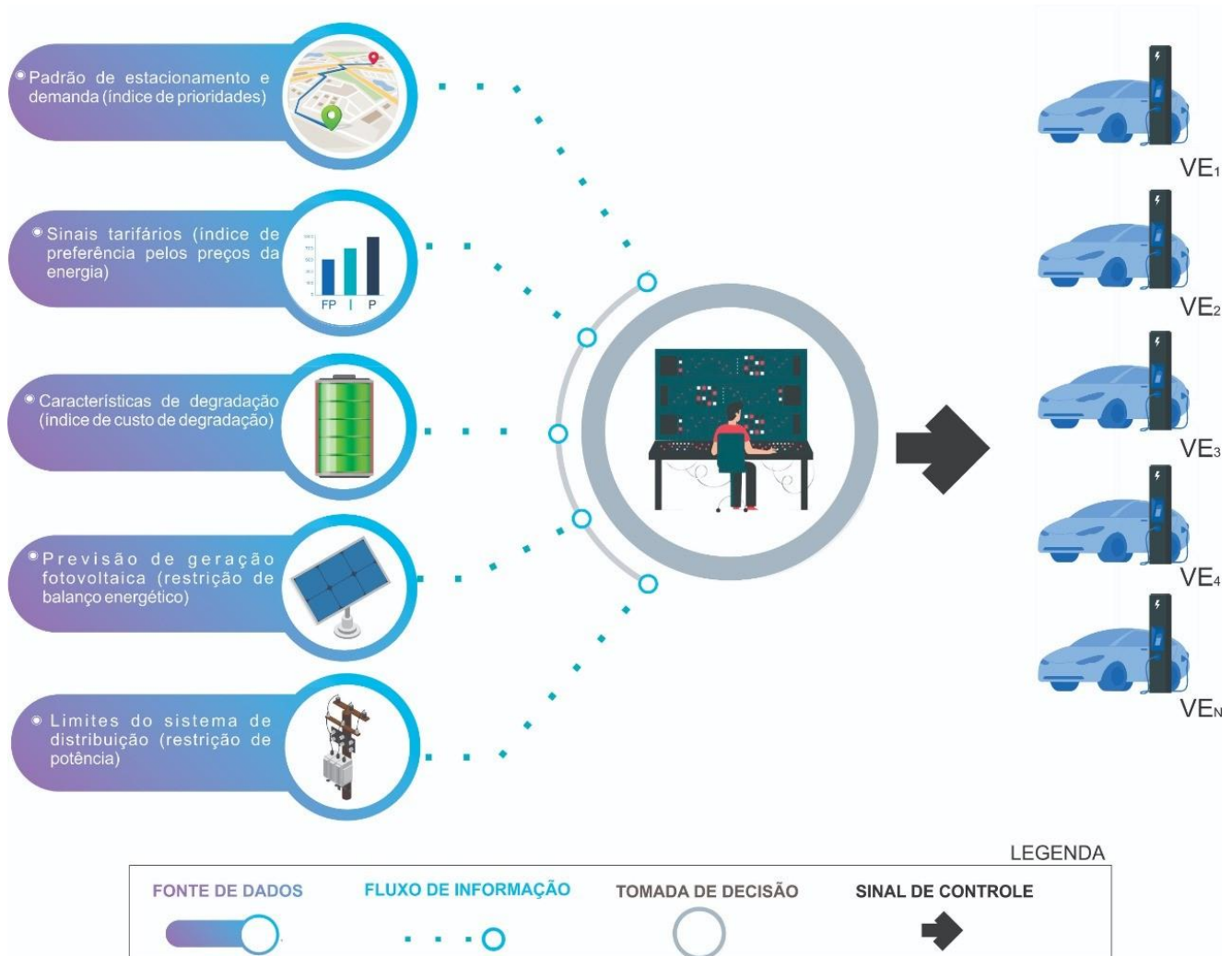
A partir do monitoramento do status de cada vaga, um algoritmo inteligente é projetado para coordenar a recarga entre todos os carregadores instalados no estacionamento, denominado como SGI. É assumido que o carregador armazena o horário de chegada e SoC inicial das baterias, de modo que cada motorista informa suas necessidades em termos de SoC final e horário de partida desejado ao controlador central, o qual executa o algoritmo inteligente para o dia seguinte. Para que os VEs sejam carregados o mais rápido possível e o direito de recarga seja passado para outros VEs, a função objetivo visa maximizar taxas de des/carregamento, sem exceder limitações de potência de conexão com o sistema distribuição.

Conforme o direito de recarga é passado para outros VEs, mais participantes podem finalizar a recarga em menor tempo. Aliada a característica bidirecional dos VEs, integra-se geração fotovoltaica com armazenamento estático ao problema em prol da redução de custos operacionais aos usuários a partir de sinais tarifários. Além de satisfazer as necessidades de recarga com custo reduzido, o sistema é projetado para prolongar a vida útil das baterias, caracterizando o principal diferencial deste para os demais algoritmos propostos pela literatura, conforme destacado na seção 3.4.

Para que o SGI funcione de maneira efetiva, um conjunto de dados de entrada deve estar disponível, compreendendo informações oriundas dos usuários e rede. Informações de SoC inicial, horários de chegada/partida, preços da energia, geração fotovoltaica e limites de potência da conexão com o sistema de distribuição são parâmetros da otimização. Sendo assim,

o controlador central recebe essas informações para programar o despacho de potência do estacionamento e agendar as des/cargas dos VEs conectados, conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Sistema de Gerenciamento Inteligente (SGI).



Fonte: Adaptado de Frepik (2020).

## 4.2 MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A formulação proposta tem por objetivo definir o despacho de potência entre VEs, SAB, sistema fotovoltaico e rede a partir de três coeficientes: (1) prioridades de des/carregamento; (2) preferência pelos preços da energia; e (3) degradação das baterias.

As prioridades dos VEs são calculadas com base na demanda de energia necessária para reestabelecer o estado de carga desejado pelo usuário. Enquanto os VEs com maiores necessidades energéticas e menor tempo possuem maior prioridade para carregar, os VEs com capacidade disponível e maior tempo acessível tem prioridade para descarregar suas baterias.

O índice de preferência pelos preços da energia é formulado a partir de sinais tarifários, os quais influenciam na definição das taxas de des/carregamentos dos VEs e SAB, bem como coordena o despacho de potência do estacionamento. A variabilidade dos preços da tarifa preferencia o carregamento, quando econômico, ou o descarregamento quando o custo de aquisição de energia é elevado. Por consequência, o custo de aquisição de energia é reduzido a fim de moderar o custo da recarga aos usuários.

O índice de preferência pela degradação da bateria prioriza o carregamento ou o descarregamento individual de cada VE conforme a trajetória de DoD se aproxima de um valor ótimo, a fim de reduzir desgaste e consequentemente prolongar a vida útil das baterias. Como um dos aspectos inovadores desta pesquisa, tem-se taxas de carregamento controláveis que influenciam tanto no cálculo do SoC quanto na degradação das baterias. É introduzida uma função relacionada ao atual estado de carga da bateria, a qual é dependente e condicionada à relação com as prioridades de des/carregamento, o custo da tarifa de energia e a degradação da bateria.

#### 4.2.1 Problemática abordada

Um esquema de otimização é desenvolvido para coordenar o agendamento de des/carregamento de  $n = 1, \dots, N$  plugues e determinar o despacho ótimo de potência entre rede, SAB, SF e/ou VEs por meio do SGI. A notação do problema de otimização é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 - Notação do problema de otimização.

(continua)

<b>Conjuntos:</b>	<b>Descrição:</b>	<b>Natureza:</b>
$J$	Conjunto de intervalos de tempo ( $j = 1, \dots, J$ )	Inteiro
$N$	Conjunto de veículos ( $n = 1, \dots, N$ )	Inteiro
$M$	Conjunto de carregadores ( $m = 1, \dots, M$ )	Inteiro
<b>Parâmetros:</b>	<b>Descrição:</b>	<b>Natureza:</b>
$T_a$	Tempo amostral	Contínua
$k_n^c$	Horário de chegada do veículo $n$	Discreta
$k_n^p$	Horário de partida do veículo $n$	Discreta
$R_n^{min}$	Tempo mínimo para carga completa do veículo $n$	Discreta
$P_n^{C,max}$	Potência máxima admissível pelo veículo $n$	Contínua
$P_n^{D,max}$	Potência mínima admissível pelo veículo $n$	Contínua
$B_n$	Capacidade de bateria do veículo $n$	Contínua
$S_n^i$	SoC inicial do veículo $n$	Contínua

Tabela 3 - Notação do problema de otimização.

(continuação)

<b>Parâmetros:</b>	<b>Descrição:</b>	<b>Natureza:</b>
$S_n^f$	SoC final do veículo $n$	Contínua
$S_n^{max}$	SoC máximo do veículo $n$	Contínua
$S_n^{min}$	SoC mínimo do veículo $n$	Contínua
$\delta_n^{max}$	Custo máximo de degradação da bateria do veículo $n$	Contínua
$\delta_n^{min}$	Custo mínimo de degradação da bateria do veículo $n$	Contínua
$P_{SAB}^{C,max}$	Potência máxima admissível pelo SAB	Contínua
$P_{SAB}^{D,max}$	Potência mínima admissível pelo SAB	Contínua
$B_{SAB}$	Capacidade de bateria do SAB	Contínua
$S_{SAB}^i$	SoC inicial do SAB	Contínua
$S_{SAB}^{max}$	SoC máximo do SAB	Contínua
$S_{SAB}^{min}$	SoC mínimo do SAB	Contínua
$\eta$	Eficiência de des/carregamento	Contínua
$T^j$	Preço atual da tarifa no instante de tempo $j$	Contínua
$T_{max}$	Preço máximo da tarifa	Contínua
$T_{min}$	Preço mínimo da tarifa	Contínua
$P_{rede}^{max}$	Limite de potência da rede	Contínua
$P_{FV}^j$	Potência de geração fotovoltaica	Contínua
<b>Variáveis:</b>	<b>Descrição:</b>	<b>Natureza:</b>
$\alpha_n^j$	Status de conexão do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Binária
$\beta_n^j$	Status de des/carregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Binária
$\mu^j$	Status de compra/venda de energia no instante de tempo $j$	Binária
$cd_n^j$	Indicação de início do processo de carregamento do veículo $n$	Binária
$\alpha_{SAB}^j$	Status de des/carregamento do SAB no instante de tempo $j$	Binária
$C_n^j$	Taxa de carregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$D_n^j$	Taxa de descarregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$R_n^j$	Tempo restante em estacionamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Discreta
$S_n^j$	SoC atual do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$S_{SAB}^j$	SoC atual do SAB no instante de tempo $j$	Contínua



Tabela 3 - Notação do problema de otimização.

(conclusão)

Variáveis:	Descrição:	Natureza:
$\delta_n^j$	Custo de degradação da bateria do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$\rho_n^{C,j}$	Índice de prioridade para carregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$\rho_n^{D,j}$	Índice de prioridade para descarregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$\tau_n^{C,j}$	Índice de preferência pelo preço da energia para carregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$\tau_n^{D,j}$	Índice de preferência pelo preço da energia para descarregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$\gamma_n^{C,j}$	Índice de degradação da bateria para carregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$\gamma_n^{D,j}$	Índice de degradação da bateria para descarregamento do veículo $n$ no instante de tempo $j$	Contínua
$P_{rede}^{C,j}$	Potência comprada da rede no instante de tempo $j$	Contínua
$P_{rede}^{V,j}$	Potência vendida à rede no instante de tempo $j$	Contínua

Fonte: Do autor.

O problema de agendamento da recarga é abordado por janela de tempo, de modo que o período total disponível ( $H$ ) para des/carga durante o dia é uniformemente distribuído em um intervalo amostral ( $T_a$ ) dentro de ( $J$ ) intervalos.

$$J = \frac{H}{T_a} \quad (1)$$

Quando o plugue  $n$  é conectado a um VE, o mesmo é ativado por uma variável binária auxiliar ( $\alpha_n^j$ ) que indica o status de conexão/disponibilidade do plugue. O parâmetro binário computa a ocupação de cada plugue  $n$  no instante de tempo atual  $j$  para  $n = 1, \dots, N$  e  $j = 1, \dots, J$ , conforme:

$$\alpha_n^j = \begin{cases} 1, \forall j \in [k_n^c, k_n^p] \\ 0, \forall j \in [1, J] \setminus [k_n^c, k_n^p] \end{cases} \quad (2)$$

Além do status de conexão de cada ponto de recarga, o mecanismo de aquisição de dados do SGI deve computar a potência máxima admissível de des/carga de cada VE conectado. Tais propriedades são condicionadas a um entre dois fatores: limitações do VE, cujas

características são relacionadas ao tipo, modelo e fabricante; ou limitações da estação de recarga, cujas características são relacionadas ao tipo de carregador e nível de carregamento disponível. Em termos práticos, caso a potência máxima admissível pelo VE seja superior a potência nominal da estação de recarga, a potência de carregamento é igual a última. Caso contrário, a limitação de potência ocorre pelo próprio VE.

Desse modo, quando a variável binária auxiliar ( $\alpha_n^j$ ) recebe o valor igual a 1, indicando a conexão de um VE, computam-se as potências máximas admissíveis de carga ( $P_n^{C,máx}$ ) e descarga ( $P_n^{D,máx}$ ). Sendo assim, são definidas duas variáveis para representar as taxas de carga ( $C_n^j$ ) e descarga ( $D_n^j$ ) para cada plugue  $n$  no instante de tempo  $j$ , conforme:

$$C_n^j \leq \alpha_n^j \quad (3)$$

$$D_n^j \leq \alpha_n^j \quad (4)$$

A modelagem do problema de otimização é formulada de tal forma que o agendamento é otimizado para maximizar taxas individuais de des/carregamento das baterias, respeitando as restrições associadas. Essas variáveis de decisão são influenciadas pelas prioridades de des/carregamento, sinais tarifários e degradação das baterias, conforme segue.

#### 4.2.1.1 Prioridades de des/carregamento

A fim de satisfazer os requerimentos de recarga para cada VE conectado, o SGI realiza a priorização dos processos de des/carga, de modo que os VEs com maior necessidade em termos de energia e com menor tempo de permanência na vaga tenham preferência para recarga. O sistema é formulado de tal forma que os requerimentos de carregamento sejam satisfeitos o mais rápido possível e ao menor custo. Nessa conformidade, são definidos dois pesos para denotar as prioridades de carga ( $\rho_n^{C,j}$ ) e descarga ( $\rho_n^{D,j}$ ), considerando a capacidade de carregamento e o tempo restante do VE conectado ao plugue  $n$  no instante de tempo  $j$ , conforme (5) e (6), respectivamente. Considerando o SoC atual ( $S_n^j$ ) do VE  $n$ , a capacidade de carregamento é dada em função da quantidade de SoC necessário para atingir o SoC final desejado pelo usuário ( $S_n^f$ ), além da capacidade da bateria ( $B_n$ ) e da potência máxima admissível pelo VE ( $P_n^{C,máx}$ ). O tempo restante ( $R_n^j$ ) é dado pelo decremento entre o horário de partida ( $k_n^p$ ) e o instante de tempo atual ( $j$ ), conforme:

$$\rho_n^{C,j} = \begin{cases} \frac{B_n(S_n^f - S_n^j)}{P_n^{C,máx} \cdot R_n^j}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\rho_n^{D,j} = \begin{cases} \frac{P_n^{D,máx} \cdot R_n^j}{B_n(S_n^f - S_n^j)}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (6)$$

$$R_n^j = k_n^p - j \quad (7)$$

O numerador da Equação (5) e o denominador da Equação (6) representam a capacidade requerida para satisfazer o SoC desejado pelo usuário ao final do período de permanência no estacionamento ( $R_n^j$ ). Isto é, as prioridades de carga ( $\rho_n^{C,j}$ ) e descarga ( $\rho_n^{D,j}$ ) implicam na energia máxima que pode ser demandada ou provida pelo VE a cada instante de tempo. De natureza não linear, ambas equações pressupõem que quanto menor o SoC do VE  $n$  maior sua prioridade para carregamento. Em contrapartida, quanto maior o SoC, maior prioridade é dada para o descarregamento. Da mesma forma, VEs com menor tempo de permanência ( $R_n^j$ ) possuem necessidades mais urgentes de recarga, enquanto aqueles com maior tempo disponível podem descarregar suas baterias e disponibilizar energia a outros VEs. Sendo assim, cada plugue é controlado para carregar ou descarregar o VE conectado sem exceder as potências máximas de carga ( $P_n^{C,máx}$ ) e descarga ( $P_n^{D,máx}$ ), respectivamente. Quando ocorre a desconexão do VE no plugue  $n$ , os pesos  $\rho_n^{C,j}$  e  $\rho_n^{D,j}$  são reestabelecidos e o status de conexão ( $\alpha_n^j$ ) tem seu estado alterado para 0.

#### 4.2.1.2 Preferência de preço da energia para despacho de potência

Ditado pela motivação econômica, além de completar todos requerimentos de carregamento dos VEs conectados no menor tempo possível a partir das priorizações e da manipulação das taxas de des/carregamento, o SGI se beneficia da variabilidade dos preços tarifários para minimizar os custos operacionais. Em geral, mais VEs devem ser agendados para carregar durante tarifa reduzida, enquanto o uso de energia proveniente do SAB e da descarga dos VEs são encorajados em períodos tarifa elevada. Neste sentido, três parâmetros auxiliares de preferência de preço da energia para despacho de potência entre VEs, SAB e rede são formulados, de modo a priorizar o despacho conforme o custo atual da energia.

Dois parâmetros auxiliares são usados para quantificar o nível de preferência para carregamento ( $\tau_n^{C,j}$ ) e descarregamento ( $\tau_n^{D,j}$ ) dos VEs conectados em função da tarifa atual, conforme (8) e (9), respectivamente. Tais parâmetros são denotados pelos valores máximo ( $T_{máx}$ ) e mínimo ( $T_{mín}$ ) da tarifa, além do custo da tarifa atual ( $T^j$ ) no instante de tempo  $j$ , a fim de coordenar o despacho. Importa ressaltar que a energia proveniente dos painéis fotovoltaicos está em constante uso pelos VEs ou SAB na forma de restrição, logo, não é necessário um índice de preferência pelo seu despacho.

$$\tau_n^{C,j} = \begin{cases} \frac{(T_{máx}-T^j)}{(T_{máx}-T_{mín})}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (8)$$

$$\tau_n^{D,j} = \begin{cases} \frac{(T^j-T_{mín})}{(T_{máx}-T_{mín})}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (9)$$

Com natureza linear, enquanto (8) expressa maior valor de preferência para menores valores da tarifa atual, motivando o carregamento, (9) apresenta maior valor de preferência para valores tarifários mais caros, priorizando o descarregamento a partir da energia excedente armazenada nos VEs. Além dos índices de preferência de despacho dos VEs, um parâmetro auxiliar de preferência é formulado para considerar a variabilidade dos preços de energia na determinação do despacho de potência entre rede e SAB para cada instante de tempo  $j$ , conforme:

$$\rho^j = \frac{(T^j-T_{mín})}{(T_{máx}-T_{mín})} \quad (10)$$

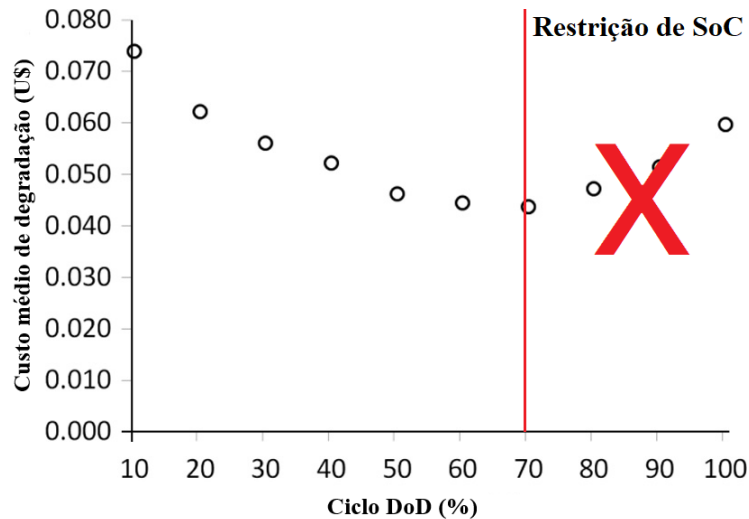
Dessa forma, o SGI deve despachar a potência do SAB preferencialmente durante períodos de pico da tarifa ( $T_{máx}$ ), enquanto prioriza o despacho da rede quando a tarifa é mais barata ( $T_{mín}$ ). Nota-se que este índice independe da conexão ou não dos VEs.

#### 4.2.1.3 Preferências de des/carga em função da degradação da bateria

O SGI é projetado para determinar a preferência entre o carregamento e o despacho de energia a partir da descarga dos VEs através de um parâmetro auxiliar, denominado índice de preferência pela degradação das baterias. Tal preferência é quantificada a partir de uma Função Densidade de Desgaste (FDD) que estabelece relação entre a profundidade de descarga (DoD) do VE e o seu respectivo custo de degradação, conforme exemplificado na Figura 8 e detalhado

na Seção 2. Método de modelagem alternativo Apêndice A. Neste exemplo, considera-se que a trajetória de SoC parte de 100% até determinada DoD, previamente a recarga completa.

Figura 8 - Custo médio de degradação com restrição de descarga profunda.



Fonte: Adaptado de Han, Han e Aki (2014).

Com base neste modelo, em termos de degradação da bateria, a DoD ótima situa-se próxima a 70%, pois esse nível de SoC remete a redução do custo de degradação em função do montante de energia transferida pela bateria até o final da sua vida útil. Esse fenômeno é justificado pelo número de ciclos desempenhados nessa faixa de DoD em função do custo de substituição do pacote de baterias. Conforme destacado pela literatura (WANG *et al.*, 2011), realizar o ciclo próximo a valores médios de SoC é a melhor estratégia para prolongar a contagem de ciclos factíveis e, conseqüentemente, o tempo de vida útil de baterias de íons de lítio.

Embora este exemplo ilustre uma situação específica, a qual não é aplicável para todos os casos, é possível observar que existe um ponto ótimo de DoD em que a bateria pode ser utilizada previamente ao ciclo ocorrer, motivado pela minimização do custo de degradação. No caso da aplicação prática deste custo no gerenciamento do estacionamento, é sensato considerar que os VEs devem ingressar com SoC menor que 100% e a DoD destinada ao descarregamento pode variar em diversos níveis. Logo, faz-se necessário o uso de um modelo de custo de degradação mais genérico e personalizável aos diferentes modelos de VEs, visto que este exemplo representa uma bateria específica na condição de carregamento completo com potência constante.

A curva típica de degradação de baterias de íons de lítio baseada em uma FDD proposta por Han, Han e Aki (2014) é usada para a obtenção das relações mínima ( $\delta_n^{mín}$ ), máxima ( $\delta_n^{máx}$ ) e atual ( $\delta_n^j$ ) da FDD. Esta função relaciona a degradação das baterias com a DoD do ciclo de carregamento, conforme (11) e (12), respectivamente. Por consequência, o índice de preferência pelo descarregamento ( $\gamma_n^{D,j}$ ) tem o objetivo de priorizar a descarga até que um ponto específico de DoD seja atingido, geralmente associado a uma restrição contra descarga profunda. Este ponto indica a relação de degradação atual ( $\delta_n^j$ ), a qual tende a ser reduzida por meio da formulação proposta.

$$\gamma_n^{C,j} = \begin{cases} \frac{(\delta^j - \delta_{mín})}{(\delta_{máx} - \delta_{mín})}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (11)$$

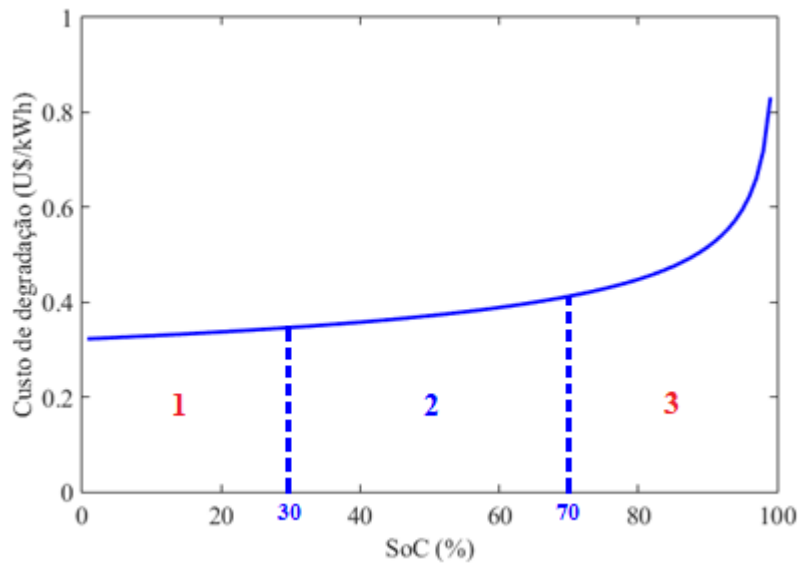
$$\gamma_n^{D,j} = \begin{cases} \frac{(\delta_{máx} - \delta^j)}{(\delta_{máx} - \delta_{mín})}, & \text{se } \alpha_n^j = 1 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j = 0 \end{cases} \quad (12)$$

A formulação de (11) e (12) em associação a restrição contra descarga profunda previnem que a DoD se aproxime dos dois extremos de SoC, aproximando-a de valores próximos ao ponto ótimo (i.e., próximo a 30% de DoD). Por relacionar a DoD com o custo de substituição do pacote de baterias, essa estratégia baseada em uma FDD contempla ambas perspectivas do usuário e operador do estacionamento, uma vez que o interesse do operador é o custo do kWh mais barato para despacho, enquanto que o usuário busca um ressarcimento adequado pelo uso de sua bateria. Essa prerrogativa justifica a formulação de (11) e (12) para que aqueles VEs que apresentam relação de degradação reduzida tenham prioridade para descarregamento. A expectativa do operador do estacionamento é despachar energia dos VEs cujo ressarcimento em função da degradação é reduzido, em função do custo total de degradação pela energia consumida.

Os autores em (WANG *et al.*, 2022) propuseram um mapeamento da degradação que demonstra que a degradação é acentuada em ambas extremidades de SoC. Evidencia-se que a degradação durante o carregamento e o armazenamento é mais acentuada que o processo de descarregamento. Conforme destaca Han, Han e Aki (2014) em seu experimento, considerando um custo fixo de degradação, tem-se um valor exclusivamente proporcional ao montante de energia transferida. Entretanto, sob análise do custo proveniente da FDD, a qual varia de acordo

com o SoC em que a bateria realiza o ciclo e com as características específicas da bateria, o custo de degradação pode ser estimado de maneira quantitativa. Embora a natureza de (11) e (12) seja linear, observa-se no exemplo da Figura 9 a característica logarítmica (não linear) da FDD, a qual cresce de maneira menos expressiva até o nível de 70% de SoC por meio de pequenos incrementos. A partir deste nível de SoC, o custo de degradação cresce exponencialmente, pois o número de ciclos factíveis é reduzido na mesma proporção.

Figura 9 - FDD em função do SoC.



Fonte: Reproduzido a partir de Han, Han e Aki (2014).

Conforme indicado na Figura 9, a estratégia proposta visa prevenir a descarga profunda, caracterizada pela área 1, bem como prevenir que o ciclo ocorra em altos níveis de SoC, caracterizada pela área 3, a qual remete a custos de degradação elevados. Dessa maneira, a formulação do índice de preferência pela degradação das baterias tem por objetivo executar o carregamento do VE em níveis de SoC em que o custo de degradação é menor (i.e., região 2). Quanto mais próximo do limite entre as áreas 2 e 1, menor é o custo de degradação que deve ser ressarcido ao usuário. Sendo assim, a formulação deste índice visa iniciar o carregamento do VE quando o SoC é compatível com o menor custo de degradação da bateria.

Por considerar taxas de des/carregamento controláveis, o SoC é de natureza contínua ou, então, é linearmente segmentado a cada passo de tempo. Neste sentido, a fim de simplificar o uso da curva logarítmica da FDD, a qual remete a uma função não linear, propõe-se uma estratégia de linearização. A linearização de restrições é uma estratégia bastante difundida na literatura para tratar dos problemas e dificuldades na solução de problemas de programação

com funções não convexas (Belotti *et al.*, 2012). Essa técnica consiste em aproximações lineares que são de solução menos complexa em detrimento a modelagem não linear.

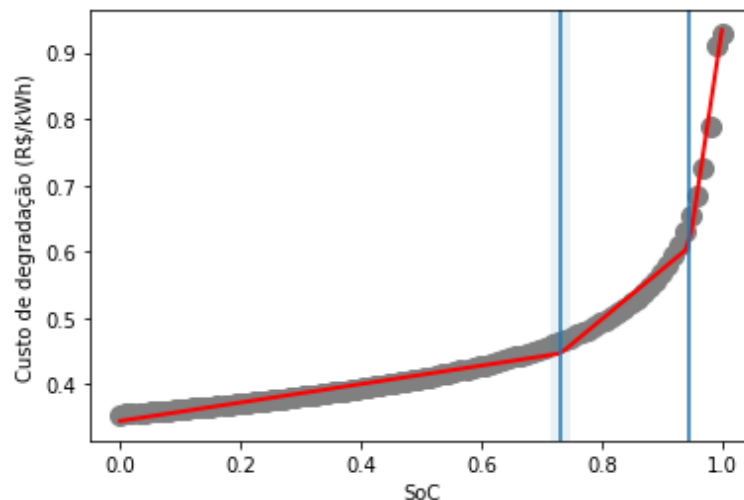
A regressão linear segmentada (i.e., *piecewise linearization*) surge como uma alternativa para tratar da não linearidade de funções. O modelo logarítmico (não linear) de degradação das baterias proposto por Han, Han e Aki (2014) é linearizado por meio da regressão segmentada proposta por Pilgrim (2021). Implementada na linguagem Python, a regressão linear segmentada é formulada conforme:

$$y \approx \alpha x + c + \beta(x - \psi^{(0)})H(x - \psi^{(0)}) - \beta(\psi - \psi^{(0)})H(x - \psi^{(0)}) + \zeta \quad (13)$$

A partir de um conjunto de dados ( $x$ ), estima-se o gradiente do primeiro segmento ( $\alpha$ ), o intercepto do primeiro segmento ( $c$ ), a alteração no gradiente entre o primeiro e o segundo segmentos ( $\beta$ ) e a posição do ponto de interrupção ( $\psi$ ). A função de Heaviside denotada por ( $H$ ) e um termo de ruído ( $\zeta$ ) também são considerados. Uma expansão de Taylor executa a linearização aproximada a partir de um palpite inicial do ponto de interrupção ( $\psi^{(0)}$ ). Assim, tem-se uma relação linear na qual podem ser encontrados pontos de interrupção subsequentes a partir de uma regressão linear simples. Esse método realiza iterações nesse formato até que a estimativa do ponto de interrupção se torne convergente, quando o algoritmo é encerrado.

Desse modo, a denotação da relação da FDD da bateria em função do SoC inicial é aplicada ao modelo de Pilgrim (2021), cujo produto é apresentado na Figura 10. Como resultado, obtêm-se três segmentos lineares.

Figura 10 – Regressão linear segmentada.



Fonte: Do autor.



O cálculo do custo de degradação a partir do método analítico proposto por Han, Han e Aki (2014), específico para cada nível de SoC, é extremamente custoso de calcular em função ser não linear e dependente de características específicas dos VEs. Em contrapartida, a estratégia adotada para contabilização do índice de degradação utiliza a relação estabelecida entre a DoD e o custo de degradação a partir do método contínuo proposto por Han, Han e Aki (2014), o qual é baseado na FDD. Deste modo, os índices de degradação podem ser integrados de maneira linear na otimização, ao contrário do custo, calculado de maneira a parte ao final do carregamento.

Inicialmente a base de preço pela substituição do pacote típico de baterias de íons de Lítio foi assumida como U\$ 625 por kWh em Han, Han e Aki (2014). A presente pesquisa atualiza o custo de substituição do pacote de baterias para 132 U\$/kWh, seguindo o padrão de preço médio praticado em 2021 (BLOOMBERG NEF, 2022). Bloomberg NEF (2019a) destaca que os preços dos pacotes de baterias, cujo custo médio era equivalente a U\$ 1160,00 por kWh em 2010, atingiram U\$ 176,00 por kWh em 2018. Ainda, Bloomberg NEF (2019b) expõe que esse custo pode cair para aproximadamente U\$ 96,00 por kWh em 2024.

#### 4.2.2 Função objetivo

A função objetivo consiste na otimização do agendamento de des/carregamento para maximizar as taxas de des/carga dos VEs conectados, conforme (14). Despachos de potência do SAB ou rede são determinados a cada instante de tempo  $j$  com base nas prioridades de des/carga, uma vez que assume-se como premissa a plena participação da geração fotovoltaica na forma de restrição de balanço energético. Os índices de prioridades de des/carregamento, preferência pelos preços de energia e custo de degradação das baterias definem a programação individual de quando cada VE carrega ou descarrega sua bateria, sem violar suas respectivas restrições. Essa formulação garante a satisfação das necessidades de recarga, uma vez que a função objetivo maximiza as variáveis de decisão para cada instante de tempo  $j$ , enquanto reduz os custos operacionais através da priorização dos despachos entre VEs, SAB e rede.

$$\max \phi^k = \sum_{j=k}^J \left[ \sum_{n=1}^N (C_n^j \cdot P_n^{C,máx} \cdot \rho_n^{C,j} \cdot \tau_n^{C,j} \cdot \gamma_n^{C,j} + D_n^j \cdot P_n^{D,máx} \cdot \rho_n^{D,j} \cdot \tau_n^{D,j} \cdot \gamma_n^{D,j}) + \rho^j (D_{SAB}^j \cdot P_{SAB}^{D,máx} - C_{SAB}^j \cdot P_{SAB}^{C,máx}) + \rho^j (P_{rede}^{V,j} - P_{rede}^{C,j}) \right] \quad (14)$$

O operador do estacionamento maximiza a taxa de carregamento ( $C_n^j$ ), especialmente durante intervalos de tempo com prioridade alta, tarifa baixa, e custo de degradação reduzido, de modo que os VEs possam ter carga completa o mais rápido possível e o direito de carregar pode ser passado para outros VEs conectados. Essa prática segue de acordo com as prioridades calculadas a cada passo de tempo.

O objetivo de maximizar a taxa de carregamento individual de cada VE conectado no instante de tempo  $k$  é formulado como o produto entre prioridades de carga ( $\rho_n^{C,j}$ ), preferência pelo preço da energia para carregamento ( $\tau_n^{C,j}$ ), preferência pelo custo de degradação da bateria para carregamento ( $\gamma_n^{C,j}$ ) e capacidade máxima de potência para recarga ( $P_n^{C,máx}$ ) ao final do dia, para  $n = 1, \dots, N$  e  $j = 1, \dots, J$ . O mesmo vale para a maximização da taxa de descarregamento ( $D_n^j$ ), seguindo as respectivas prioridades de descarga.

Neste sentido, devido ao fato da função objetivo ser de maximização, o maior resultado da multiplicação entre esses coeficientes irá determinar quando o VE carrega ou descarrega sua bateria, bem como define a taxa de des/carga (i.e., nível de potência) imposta a cada VE, respeitando as restrições do problema de otimização, conforme segue.

### 4.2.3 Restrições

As restrições do problema de otimização compreendem (1) balanço energético, (2) potência da rede, (3) potência dos VEs, (4) SoC dos VEs, (5) custo de degradação das baterias, (6) critérios de condição para descarregamento dos VEs, (7) SoC do SAB e (8) potência do SAB.

#### 4.2.3.1 Balanço energético

Uma restrição de balanço energético é definida para garantir que a carga do estacionamento seja equivalente a energia consumida, conforme (15).

$$P_{rede}^{V,j} + C_{SAB}^j P_{SAB}^{C,máx} + \sum_{n=1}^N C_n^j P_n^{C,máx} = P_{FV}^j + P_{rede}^{C,j} + D_{SAB}^j P_{SAB}^{C,máx} + \sum_{n=1}^N D_n^j P_n^{C,máx}, j = k, \dots, J \quad (15)$$

Como cargas, têm-se a potência total requerida para carregamento dos VEs conectados ( $\sum_{n=1}^N C_n^j P_n^{C,máx}$ ) e potência para carregamento do SAB ( $C_{SAB}^j P_{SAB}^{C,máx}$ ). Como fonte de energia, têm-se a geração fotovoltaica ( $P_{FV}^j$ ), potência total de descarregamento dos VEs

$(\sum_{n=1}^N D_n^j P_n^{C,máx})$  e potência de descarregamento do SAB  $(D_{SAB}^j P_{SAB}^{C,máx})$ . Ainda, tem-se o montante de energia comprada  $(P_{rede}^{C,j})$  e vendida à rede  $(P_{rede}^{V,j})$ .

A potência disponibilizada pelo SF é medida no instante de tempo  $k$ , enquanto  $P_{FV}^j$  para  $j = (k + 1), \dots, J$  é baseada em um perfil típico de geração. A incorporação desta variável nas restrições é justificada pois essa formulação garante sua participação plena, de modo a contribuir com a potência gerada em todos os instantes de tempo  $j$  quando há geração disponível. Caso a potência de carregamento dos VEs seja inferior a energia gerada, os excedentes são armazenados no SAB ou injetados na rede.

#### 4.2.3.2 Limite de conexão com o sistema de distribuição

Restringe-se a potência máxima solicitada a rede  $(P_{rede}^{max,j})$  como instrumento de prevenção à sobrecarga do transformador de distribuição para qualquer instante de tempo  $j$ , conforme (16). Essa restrição pode ser fixa ou variável no tempo para limitar a aquisição de energia em períodos de maior tarifação, dependendo da estrutura tarifária abordada. Uma lógica de intercâmbio de potência é implementada para impossibilitar a compra e venda simultânea de energia da rede, conforme (16) e (17).

$$P_{rede}^{C,j} \leq \mu^j \cdot P_{rede}^{max,j}, j = k, \dots, J \quad (16)$$

$$P_{rede}^{V,j} \leq (1 - \mu^j) \cdot P_{rede}^{max,j}, j = k, \dots, J \quad (17)$$

onde,  $\mu^j \in \{0,1\}$  é um parâmetro auxiliar binário usado para indicar o status de compra/venda de energia no instante de tempo  $j$ , conforme (18).

$$\mu^j = \begin{cases} 1, & \text{se a energia é comprada} \\ 0, & \text{se a energia é vendida} \end{cases} \quad (18)$$

#### 4.2.3.3 Limites de potência VE

Cada VE conectado pode ser carregado, descarregado ou permanecer inativo a cada passo de tempo para  $n = 1, \dots, N, j = k_n^c, \dots, k_n^p$ . Durante o processo de agendamento, as potências de des/carregamento são manipuladas sem violar as potências máximas de des/carga (i.e.,  $P_n^{C,máx}$  e  $P_n^{D,máx}$ ), respectivamente. Uma lógica de intercâmbio de potência é implementada para impossibilitar o carregamento e o descarregamento simultâneo de VEs, conforme (19) e (20). O status de inatividade do  $n$ ésimo VE é representado quando ambas as taxas de des/carga (i.e.,  $C_n^j$  e  $D_n^j$ ) são iguais a zero para  $j = k_n^c, \dots, k_n^p$ .

$$C_n^j P_n^{C,máx} \leq \beta_n^j \cdot P_n^{C,máx}, n = 1, \dots, N \quad (19)$$

$$D_n^j P_n^{D,máx} \leq (1 - \beta_n^j) \cdot P_n^{D,máx}, n = 1, \dots, N \quad (20)$$

onde,  $\beta_n^j \in \{0,1\}$  é um parâmetro auxiliar binário usado para indicar o status do VE  $n$  conectado no instante de tempo  $j$ , conforme (21).

$$\beta_n^j = \begin{cases} 1, & \text{se o VE é carregado} \\ 0, & \text{se o VE é descarregado} \end{cases} \quad (21)$$

#### 4.2.3.4 Estado de carga (SoC) do VE

Para cada plugue  $n$  conectado a um VE, computa-se o SoC inicial ( $S_n^i$ ) no instante de tempo de chegada ( $k_n^c$ ), conforme (22).

$$S_n^j = S_n^i \text{ se } j = k_n^c, n = 1, \dots, N \quad (22)$$

O estado de carga atual ( $S_n^j$ ) de cada VE conectado em qualquer instante de tempo  $j$ , denotado por (23), pode ser obtido considerando:

- O SoC no passo de tempo anterior ( $S_n^{j-1}$ );
- O incremento de SoC em decorrência do carregamento;
- O decremento de SoC em decorrência do descarregamento.

$$S_n^j = S_n^{j-1} + \frac{\eta \cdot P_n^{C,máx} \cdot C_n^j \cdot T_a}{B_n} - \frac{\eta \cdot P_n^{D,máx} \cdot D_n^j \cdot T_a}{B_n}, n = 1, \dots, N, j = k_n^c, \dots, k_n^p \quad (23)$$

onde,  $\eta$  é a eficiência de des/carga;  $B_n$  é a capacidade da bateria, em kWh;  $T_a$  é o tempo amostral, em horas.

O SoC deve ser restringido nos seus limites extremos para fins de preservação de vida útil das baterias. Baterias de íons de lítio conectadas em série são propensas a serem sobredescarregadas. A descarga profunda resulta em vários efeitos colaterais, tais como degradação de capacidade e curto circuito interno (GUO *et al.*, 2016). O curto circuito interno pode acarretar em consequências mais graves, tal como risco de explosão, causado pelo depósito de materiais nos eletrodos da bateria. Dessa forma, a prevenção contra descarga profunda é considerada como mecanismo de preservação da bateria. Sendo assim, são estabelecidos limites superior ( $S_n^{max}$ ) e inferior ( $S_n^{min}$ ) de SoC para evitar a sobrecarga e a

descarga profunda, respectivamente, conforme indicado por (24). Dessa forma, previne-se paralelamente o aumento do custo de degradação das baterias inerente a descarga profunda.

$$S_n^{min} \leq S_n^{j-1} + \frac{\eta \cdot P_n^{C,máx} \cdot C_n^j \cdot T_a}{B_n} - \frac{P_n^{D,máx} \cdot D_n^j \cdot T_a}{\eta \cdot B_n} \leq S_n^{max} \quad (24)$$

A recarga de qualquer VE deve garantir um requerimento mínimo para sua próxima viagem. O usuário pode estabelecer tal requerimento, informando ao SGI juntamente com o horário de partida do estacionamento. Denotado como  $(S_n^f)$ , indica o SoC mínimo de partida ao final do período em estacionamento, conforme (25).

$$S_n^{j-1} + \sum_{j=k}^{k_n^p} \left( \frac{\eta \cdot P_n^{C,máx} \cdot C_n^j \cdot T_a}{B_n} - \frac{\eta \cdot P_n^{D,máx} \cdot D_n^j \cdot T_a}{B_n} \right) \geq S_n^f, n = 1, \dots, N \quad (25)$$

O SoC mínimo de partida é assumido como 100% para todos os veículos que dispõem de tempo hábil para o carregamento completo. Entretanto, no caso de não haver tempo hábil, o SGI deve carregar o máximo possível previamente ao horário de partida. Neste caso, introduz-se um critério de qualificação para carregamento completo. Caso o critério for satisfeito, o SoC final do  $VE_n$  será 100%, caso contrário, a potência máxima admissível será entregue desde o horário de chegada ( $k_n^c$ ) até o horário de partida ( $k_n^p$ ) e o SoC mínimo de partida ( $S_n^f$ ) refere-se ao máximo de carga dentro desse intervalo, o qual é calculado conforme (26).

$$se R_n^{min} < k_n^p - k_n^c \text{ então } S_n^f = 1 \text{ senão } S_n^f = \frac{\eta \cdot P_n^{C,máx} \cdot (k_n^p - k_n^c) \cdot T_a}{B_n} \quad (26)$$

onde,  $R_n^{min}$  denota o intervalo amostral mínimo para atingir carga completa, assumindo a potência máxima admissível.

#### 4.2.3.5 Função Densidade de Desgaste (FDD) e custo de degradação

Para cada  $n$ ésimo plugue conectado em um VE, a FDD das baterias ( $\delta_n^j$ ) deve ser calculada, uma vez que é utilizada para computar os índices de preferência para carregamento ( $\gamma_n^{C,j}$ ) ou descarregamento ( $\gamma_n^{D,j}$ ). A modelagem adotada é baseada no modelo proposto por Zhou (2011), aprimorado por Han, Han e Aki (2014), cujo custo do pacote de baterias é atualizado e representado em R\$/kWh, conforme (27).

$$\delta_n^j = 0,354 \cdot (1 - S_n^j)^{-0,205} \quad (27)$$

Conforme a linearização segmentada descrita na seção 4.2.1.3 a FDD é segmentada em três partes, uma para cada nível de SoC, conforme (28). O primeiro segmento corresponde ao nível de SoC entre 0% e 74%. O segundo segmento corresponde ao nível de SoC entre 75% e 94%. O terceiro segmento corresponde ao nível de SoC igual ou superior a 95%.

$$\delta_n^j = \begin{cases} S_1 = 0,139x + 0,345, \text{ para SoC } [0, 0,74] \\ S_2 = 0,733x - 0,088, \text{ para SoC } [0,75, 0,94] \\ S_3 = 6,767x - 5,806, \text{ para SoC } [0,95, 1,0] \end{cases} \quad (28)$$

Para o cálculo do custo de degradação inicial ( $Cdeg_n^i$ ) de cada VE  $n$ , assume-se o carregamento completo do VE com potência constante dentro do intervalo de tempo amostral. Esta estimativa é dada em função da potência máxima admissível pelo VE ( $P_n^{máx}$ ), capacidade da bateria ( $B_n$ ), horizonte de tempo para carregamento ( $T$ ) e DoD do ciclo ( $S_n^f - S_n^i$ ). Esta última é calculada em função da trajetória de SoC do VE  $n$ , conforme denotado por (29).

$$Cdeg_n^i = \left( -\frac{0,354 \cdot P_n^{C,máx^2}}{0,795 \cdot B_n} \right) \cdot \left[ \left( S_n^f - S_n^i - \frac{P_n^{máx}}{B_n} \cdot T \right)^{0,795} - (S_n^f - S_n^i)^{0,795} \right] \quad (29)$$

O custo de degradação inicial tem o intuito de estabelecer uma base comparativa para analisar o incremento de degradação ao final do período em estacionamento, a fim de ressarcir o proprietário do VE pelo uso de sua bateria quando ocorrem trocas bidirecionais de energia. Neste contexto, o custo de degradação final é subtraído do custo de degradação inicial, uma vez que o interesse do estacionamento deve ser o despacho da energia mais barata, enquanto que o usuário deseja ser ressarcido pelo uso da sua bateria em função da degradação associada.

O cálculo do custo de degradação final é proveniente de uma estratégia de cálculo do custo médio de degradação baseado na contagem de ciclos factíveis que a bateria desempenha quando o ciclo é desempenhado em determinada DoD, a qual resulta em um valor monetário para cada nível de DoD. A integração da FDD com a trajetória desempenhada pelo SoC durante o carregamento, dividida pelo comprimento da janela de integração resulta no custo final de degradação ( $Cdeg_n^f$ ), conforme (30). A descrição completa da formulação deste custo médio é detalhada em (57) na seção 2 do Apêndice A.

$$Cdeg_n^F = \frac{1}{D} \int_{1-D}^1 \delta_n^j(S_n^j) dS_n^j \quad (30)$$

onde,  $\delta_n^j$  é o custo de degradação no instante de tempo  $j$  com base no SoC atual ( $S_n^j$ ), e  $D$  é a DoD.

#### 4.2.3.6 Condições para descarregamento dos VEs

Em prol da preservação de vida útil das baterias e redução dos custos de degradação, algumas condições devem reger o uso da bateria dos VEs. Conforme a expectativa de vida da bateria é dada em função do número de ciclos de des/carga, é introduzida uma lógica condicional para impossibilitar o descarregamento após o VE já ter sido carregado, conforme (31). Em outras palavras, o descarregamento só ocorre previamente ao carregamento, limitando, portanto, a ocorrência de múltiplos ciclos de des/carregamento (i.e., alterações de estado), conforme (32). Trata-se de uma lógica binária baseada nas variáveis de decisão do problema de otimização, são elas as taxas de carregamento ( $C_n^j$ ) e descarregamento ( $D_n^j$ ). Essa estratégia visa, também, reduzir o tempo total para completar o carregamento.

$$se C_n^j > 0 \text{ então } cd_n^j = 1, n = 1, \dots, N, j = k_n^c, \dots, k_n^p \quad (31)$$

$$se cd_n^j = 1 \text{ então } D_n^k = 0, n = 1, \dots, N, k = j, \dots, k_n^p \quad (32)$$

Introduz-se uma variável binária ( $cd_n^j$ ), a qual é ativada através da indexação da restrição do período atual de tempo ( $j$ ) ao período de tempo restante de VE no estacionamento  $k = j, \dots, k_n^p$ . Quando houver carregamento ( $C_n^j > 0$ ), para todos os instantes de tempo restantes ( $k = j, \dots, k_n^p$ ) a taxa de descarregamento assume valores iguais a zero ( $D_n^j = 0$ ). Neste caso, a restrição implica em outra restrição através de um operador lógico, tornando-a uma restrição de indicação (Fourer, Gay e Kernighan, 2002).

Da mesma forma, o modelo deve dispor de um critério de qualificação para descarregamento, uma vez que a descarga só deve ocorrer quando há tempo hábil para satisfazer as necessidades de carregamento requeridas pelo usuário. Portanto, um critério de satisfação de carregamento em tempo hábil deve ser cumprido para que o VE possa descarregar. Entretanto, a restrição de SoC mínimo de partida denotada por (26) já satisfaz automaticamente o critério de qualificação para des/carregamento, logo, não se faz necessária a modelagem de outra restrição específica para essa finalidade.

#### 4.2.3.7 Potência do Sistema de Armazenamento por Baterias (SAB)

Similar a modelagem matemática da potência fornecida a cada VE, o agendamento do SAB também é decomposto em duas variáveis, uma para carregamento ( $C_{SAB}^j$ ) e outra para descarregamento ( $D_{SAB}^j$ ), para  $j = 1, \dots, J$ . Ambas potências de des/carga são controláveis e restringidas pelos seus limites inferior e superior (i.e.,  $P_{SAB}^{C,máx}$  e  $P_{SAB}^{D,máx}$ ), respectivamente, conforme (33). Impõe-se ainda uma restrição para impossibilitar carga e descarga simultânea, conforme (34).

$$C_{SAB}^j P_{SAB}^{C,máx} \leq \alpha_{SAB}^j \cdot P_{SAB}^{C,máx}, j = 1, \dots, J \quad (33)$$

$$D_{SAB}^j P_{SAB}^{D,máx} \leq (1 - \alpha_{SAB}^j) \cdot P_{SAB}^{D,máx}, j = 1, \dots, J \quad (34)$$

onde,  $\alpha_{SAB}^j \in \{0,1\}$  é um parâmetro auxiliar binário usado para indicar quando o SAB é carregado ou descarregado, conforme (35).

$$\alpha_{SAB}^j = \begin{cases} 1, & \text{se o SAB é carregado} \\ 0, & \text{se o SAB é descarregado} \end{cases} \quad (35)$$

#### 4.2.3.8 SoC do SAB

O SAB está disponível durante todo processo de agendamento, diferentemente dos VEs, portanto, oferece características menos incertas. No início de cada dia, o SoC inicial do SAB ( $S_{SAB}^i$ ) é computado, conforme (36).

$$S_{SAB}^j = S_{SAB}^i, \text{ se } j = 1 \quad (36)$$

Similar a modelagem do SoC dos VEs, o SoC do SAB ( $S_{SAB}^j$ ) é atualizado a cada passo de tempo com base no SoC do passo anterior ( $S_{SAB}^{j-1}$ ), captando assim as alterações em decorrência dos processos de des/carregamento, conforme (37).

$$S_{SAB}^j = S_{SAB}^{j-1} + \frac{\eta \cdot P_{SAB}^{C,máx} \cdot C_{SAB}^j \cdot T_a}{B_{SAB}} - \frac{P_{SAB}^{D,máx} \cdot D_{SAB}^j \cdot T_a}{\eta \cdot B_{SAB}}, j = 1, \dots, J \quad (37)$$

onde,  $\eta$  é a eficiência de des/carregamento;  $B_{SAB}$  é a capacidade da bateria, em kWh;  $T_a$  é o tempo amostral, em horas.



Restringe-se o SoC em seus limites extremos como forma de prevenção à sobrecarga e descarga profunda, conforme (38).

$$S_{SAB}^{min} \leq S_{SAB}^{j-1} + \frac{\eta \cdot P_{SAB}^{C,max} \cdot C_{SAB}^j \cdot T_a}{B_{SAB}} - \frac{P_{SAB}^{D,max} \cdot D_{SAB}^j \cdot T_a}{\eta \cdot B_{SAB}} \leq S_{SAB}^{max}, j = 1, \dots, J \quad (38)$$

Em decorrência do SAB servir como fonte de energia no estacionamento inteligente, deve haver um montante mínimo de energia para prover potência aos VEs. De modo a garantir tal requerimento mínimo para o dia seguinte, o SoC do SAB deve satisfazer um limiar mínimo no último passo de tempo do agendamento do dia atual, que neste caso é igual ao SoC inicial, conforme (39).

$$S_{SAB}^j + \sum_{j=k}^J \left( \frac{\eta \cdot P_{SAB}^{C,max} \cdot C_{SAB}^j \cdot T_a}{B_{SAB}} - \frac{P_{SAB}^{D,max} \cdot D_{SAB}^j \cdot T_a}{\eta \cdot B_{SAB}} \right) \geq S_{SAB}^i \quad (39)$$

#### 4.3 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

A partir da modelagem proposta, a solução do problema de otimização visa o agendamento das des/cargas, maximizando o número de VEs selecionados para carregar a cada passo de tempo enquanto reduz a conta de energia do estacionamento inteligente simultaneamente. Para conquistar esses objetivos, três critérios conhecidos como prioridades de des/carregamento, preferência pelos preços da energia e degradação das baterias são considerados para selecionar o subconjunto ótimo em termos de potência para todos os carregadores a cada passo de tempo. Taxas de des/carregamento dos VEs, SAB e potência adquirida/vendida para a rede são maximizadas.

Por considerar variáveis e restrições não lineares no modelo, trata-se de um problema de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM), cujo agendamento está condicionado aos parâmetros de entrada do modelo, os quais descrevem aspectos técnicos dos VEs e do estacionamento, tais como carregadores, sistemas de geração e armazenamento. Ainda, uma atenção especial é dada ao aspecto tarifário, o qual influencia na questão econômica do estacionamento, bem como os hábitos dos usuários, que condicionam as des/cargas, conforme segue.

## 5 PADRÃO DE ESTACIONAMENTO E CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DO ESTACIONAMENTO

Neste capítulo é apresentada a fundamentação teórica para modelar características de uso da infraestrutura de recarga, tais como padrão de estacionamento e requerimentos energéticos, bem como a estimativa de uma curva de geração fotovoltaica média, uma vez que são usados como dados de entrada do problema de otimização. A fim de viabilizar um estudo de caso, o diagnóstico dos métodos de modelagem do padrão de estacionamento, da previsão de demanda dos VEs, bem como do potencial V2G destina-se ao embasamento de uma estratégia estatística aplicável a um padrão mobilidade urbana. A informação acerca da geração fotovoltaica é oriunda de uma análise estatística a partir de dados reais de medições. Por fim, aborda-se uma estrutura de sinais tarifários para um dia à frente para compor o índice de preferência pelos preços da energia.

### 5.1 PADRÃO DE OCUPAÇÃO E DEMANDA DO ESTACIONAMENTO

Basicamente a operação de recarga varia o montante de energia armazenada em função do tempo, cuja duração depende das características dos veículos e dos carregadores, bem como da estratégia de recarga adotada pelo operador do estacionamento, em acordo com as preferências dos usuários. Conforme destaca Daina, Sivakumar e Polak (2017), a escolha de recarga é definida como a decisão tomada pelo motorista, em uma dada oportunidade de carregamento, que se inicia em um determinado instante, para carregar seu veículo a um nível específico de carga, de modo a estar disponível em um certo tempo.

Essa definição assume que o usuário dispõe de múltiplas opções em termos de duração da recarga, as quais são caracterizadas por diferentes níveis de carga final, conforme sua preferência. O provedor do serviço de recarga está interessado no perfil horário de demanda para a recarga do conjunto de VEs, denominado como perfil de carregamento ou programação de recarga. Em uma estrutura centralizada, o operador da frota define os perfis de des/carregamento de acordo com restrições determinadas pelas seguintes informações:

- O instante em que o VE é conectado para recarga;
- O instante em que o VE deve ser desconectado;
- O montante total de energia requerido neste período;
- O montante total de energia disponível para V2V;

Essas informações podem ser derivadas da opção de recarga escolhida, a qual reconcilia as perspectivas dos motoristas e do operador do estacionamento inteligente. Em suma, o usuário deve informar a opção de recarga baseado em duas informações: SoC desejado e tempo disponível para agendamento. Os usuários podem optar por carregar seus veículos o mais rápido possível dependendo, por exemplo, da flexibilidade do horário de saída ou percepção do risco do uso antecipado do VE antes do tempo planejado para saída. Caso o motorista opte por sair de maneira prévia àquele horário informado no momento de conexão a estação de recarga, o mesmo assume o risco de não ter o SoC desejado e, em alguns casos específicos, até mesmo um SoC menor que o inicial, em decorrência da operação V2V.

Neste caso, pode haver opção por estados de carga consistentes com as distâncias planejadas ou incertezas associadas a predição de autonomia desejada, que mais uma vez, são informações oriundas dos usuários. Sendo assim, a tomada de decisão quanto aos requerimentos de recarga e horário de partida do estacionamento são decisões tomadas pelo usuário com base nas suas preferências, informadas a priori ao controlador central. No caso da impossibilidade de cumprir o SoC desejado pelo usuário em função do tempo disponível para recarga, o SGI deve prover o máximo possível de carga ao VE dentro do tempo disponível.

Enquanto alguns autores modelam o comportamento do usuário exclusivamente de maneira aleatória por meio da distribuição de Poisson, conforme em (TURAN *et al.*, 2019; TUSHAR *et al.*, 2016), em um estudo prévio Sausen *et al.*, (2019) observa que o impacto que a demanda de VEs exerce em uma rede de distribuição residencial pode ser estimada a partir de dados estatísticos baseados no padrão de mobilidade urbana brasileiro. Neste sentido, com o intuito de modelar o uso de VEs, uma abordagem probabilística baseada na Simulação de Monte Carlo (SMC) aplica dados da pesquisa de CNT e NTU, (2017) para compor o padrão de estacionamento e demanda de VEs.

Em CNT e NTU, (2017) foi analisado o padrão de mobilidade dos brasileiros a partir de informações de frequência, propósito, distância percorrida, horário e duração das viagens, abordadas de maneira estatística a partir de um levantamento de dados oriundos de entrevistas. O modelo probabilístico proposto em Sausen *et al.*, (2019) considera diferentes tipos, modelos, capacidades de bateria, SoC inicial, potência de carregamento e consumo energético de VEs no sentido de modelar a demanda energética, bem como os horários em que as atividades de recarga ocorrem.

Neste sentido, a abordagem para prever o consumo residencial de VEs proposta em Sausen *et al.* (2019) pode ser adaptada ao problema do estacionamento inteligente. Entretanto,

as especificidades relativas as características dos VEs e seus respectivos padrões de utilização em algoritmos que tratam do problema do agregador de VEs na rede de distribuição se diferem consideravelmente das características dos VEs que participam de um estacionamento comercial, pois existem diferenças entre os requerimentos energéticos nas duas abordagens. Desse modo, as diferenças entre o montante de energia necessária para reestabelecer uma carga completa nos âmbitos residencial e estacionamento comercial devem ser levadas em conta. Em termos gerais, a primeira, apesar de demandar mais energia, conta com maior tempo para recarga. A segunda é descrita como recarga complementar, pois o intuito é estender a autonomia do VE, já que conta com menor tempo de permanência e maior energia residual na bateria quando conectado a infraestrutura de recarga.

Diferentes metodologias foram propostas na literatura, conforme apresentado na seção 3.2.1. A provável janela de tempo de conexão, bem como a demanda de energia requisitada a infraestrutura para recarga, podem estimadas com base no padrão de uso de veículos movidos à combustão interna, em função de maior disponibilidade de dados (MOHAMED *et al.*, 2014). Desse modo, adota-se estratégia semelhante a abordada por (KURAN *et al.*, 2015; YAO, DAMIRAN e LIM, 2017), de modo a segregar os usuários em duas categorias, regulares e irregulares, a fim de contemplar os padrões frequentes e aleatórios do uso da infraestrutura do estacionamento inteligente ao mesmo tempo. Neste caso, as abordagens são divididas em proporções iguais e retratam a ocupação do estacionamento para um dia à frente.

### 5.1.1 Usuários regulares

Características de diferentes modelos em comercialização e dados oriundos de um padrão de mobilidade podem ser utilizados como dados de entrada para o projeto de um algoritmo que visa estimar a demanda de VEs, bem como os horários em que ocorrem, a partir da SMC. Implementado em Matlab®, o algoritmo desempenha os seguintes passos:

- 1) **Características dos VEs:** O algoritmo proposto realiza um sorteio probabilístico de 10 modelos de VEs, distribuídos de acordo com sua participação de mercado. Características relacionadas a autonomia, capacidade de bateria, potência máxima admissível para carregamento e consumo energético são utilizadas para modelar as necessidades de carregamento;
- 2) **Estimativa da frequência de viagens:** A frequência de utilização dos VEs é sorteada por uma distribuição de probabilidades que divide a frequência de ocorrência das viagens em: diariamente, 3 a 4 dias, 1 a 2 dias e raramente ou nunca;

- 3) **Distância percorrida:** A distância percorrida é oriunda de distribuições de probabilidades individualmente relacionadas aos motivos das viagens. A frequência sorteada no passo 2 é multiplicada pela distância média percorrida relacionada a cada motivo de viagem, resultando em uma distância total. Posteriormente, o SoC remanescente na bateria de cada veículo plugado pode ser calculado com base nas características sorteadas no primeiro passo, remetendo a capacidade V2V bem como os requerimentos de carregamento;
- 4) **Horário de conexão e desconexão:** Distribuições de probabilidades referentes aos horários de conexão e desconexão são relacionadas a cada motivo de viagem sorteado no passo anterior a partir do horário em que ocorrem. Com base nisso, obtém-se a janela de tempo para programar os processos de des/carregamento de cada VE, individualmente.

Com base nisso, é possível obter a capacidade de descarregamento, a demanda requisitada e o padrão de estacionamento dos VEs. Cada motivo de viagem é associado a uma distância média percorrida ( $d_n$ ), a qual é utilizada no cálculo da energia remanescente na bateria no instante de conexão. Neste sentido, o estado de carga ( $SoC_n$ ) remanescente na bateria de cada VE pode ser calculado considerando consumo ( $c_n$ ) em kWh/km, distância percorrida ( $d_n$ ) em km e a capacidade da bateria em kWh, de maneira individual para cada VE  $n$  em relação a um total de  $N$  VEs, conforme expresso em (40).

$$SoC_n = 1 - \frac{c_n \cdot d_n}{B_n}, n = 1, \dots, N \quad (40)$$

A partir deste algoritmo, é possível fazer uso da informação de padrão de mobilidade urbana para estimar o padrão de ocupação do estacionamento a partir das probabilidades de ocorrências. Essas probabilidades são descritas por números aleatórios a partir da aplicação do método de Monte Carlo, conforme descrito pelos passos do algoritmo supracitado.

### 5.1.2 Usuários irregulares

Embora grande parte dos motoristas siga um determinado padrão de mobilidade na maioria dos dias, o sistema de gerenciamento deve ser capaz de lidar com a característica estocástica de demanda e padrão de ocupação do estacionamento. A abordagem de sorteio aleatório modela os usuários irregulares, uma vez que é baseada na SMC a partir de uma

variável aleatória uniformemente distribuída. Neste caso, a irregularidade dos usuários é tratada exclusivamente de maneira aleatória, conforme observado em (TUSHAR *et al.*, 2016; TURAN *et al.*, 2019). A característica estocástica de chegadas/partidas, bem como do SoC inicial dos VEs são estimados para um dia à frente a partir de uma distribuição aleatória uniforme modelada dentro do intervalo  $[0,1]$ , conforme exposto na seção 5.1.3.

## 5.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO (SMC)

Para tratar das características dos usuários regulares e irregulares, adota-se o método de Monte Carlo, o qual simula o comportamento da variável de interesse assumindo valores que respeitam uma determinada distribuição de frequência ou ocorrência a partir do sorteio de números aleatórios (MOREIRA, 2010). Desse modo, o método de Monte Carlo baseia-se no seguinte conceito estatístico: seja  $x$  uma variável com distribuição aleatória própria, representada pela Função de Densidade de Probabilidades (FDP)  $f(x)$  e pela Função Cumulativa de Probabilidades (FCP)  $F(x)$ ; ao definir uma nova variável aleatória  $y$ , que tem uma distribuição uniforme sobre o intervalo  $(0,1)$ , determina-se uma relação entre ambas variáveis, representada por  $y=F(x)$ . Isto é, a partir da FCP  $F(x)$ , determina-se o valor da variável  $x$  que corresponde ao número  $y$  gerado aleatoriamente.

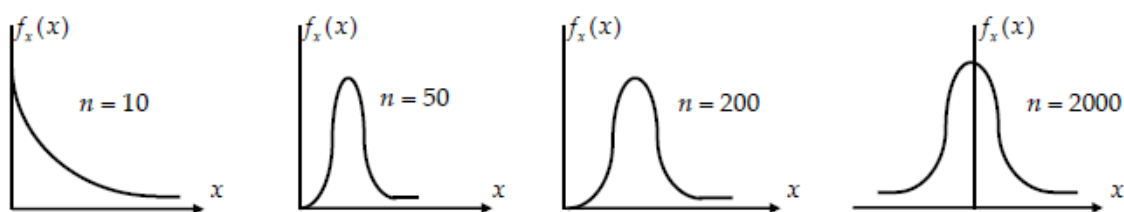
Neste sentido, para avaliar o comportamento do padrão de ocupação e demanda do estacionamento inteligente, faz-se o uso de um modelo matemático que descreve o fenômeno estudado, respeitando todas as regras e condições reais a que o sistema é submetido (ZAPATA, 2010; ANDRADE, 2011). Para esse fim, o modelo relaciona variáveis aleatórias com distribuições de probabilidade, as quais representam a soma de frequências relativas para os resultados de um espaço amostral. Ou seja, a FCP da distribuição é quem estabelece a relação de associação entre a probabilidade e o valor, ou intervalo de valores, que a variável aleatória pode assumir na SMC. Para os usuários regulares esse espaço amostral remete aos dados estatísticos do padrão de mobilidade urbana dos brasileiros, enquanto os usuários irregulares são baseados em uma distribuição uniformemente distribuída.

Para ambos os casos utiliza-se critérios de convergência pois não existe um evento natural que especifica a duração da simulação. Estes critérios podem se basear no número pré-especificado de iterações, coeficiente de variação estatístico de uma variável de interesse ou, então, na própria variação de uma variável de interesse (ZAPATA, 2010). Neste caso, é abordado o critério de parada baseado na interrupção da simulação quando o aumento do

número de iterações não altera a forma gráfica do conjunto de saída, ou seja, quando a saída se estabiliza, conforme ilustrado na Figura 11.

Desse modo, o critério de convergência adotado é o número pré-definido de iterações. Se define como uma iteração cada caminho do procedimento de simulação da sequência operativa do sistema. A cada iteração se obtém uma “realização” do fenômeno aleatório estudado, pelo qual, devem ser realizadas outras iterações para obter “realizações” diferentes (ZAPATA, 2010). A partir desse critério de convergência, mesmo com o aumento do número de iterações, o conjunto de observações da saída se estabiliza sobre uma mesma distribuição.

Figura 11 - Exemplo de estabilidade de um experimento



Fonte: Zapata (2010).

### 5.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A estimação de geração fotovoltaica em estacionamentos é preponderantemente tratada pela literatura por meio de curvas típicas. Em Yao, Lim e Tsai (2017) uma curva típica é gerada a partir de dados de um dia típico de verão de Taiwan. Em Turan *et al.* (2019), dados de irradiação solar média de Istanbul para as estações de verão e inverno são utilizados para a modelagem de uma curva típica para cada estação. Desse modo, a estratégia adotada na presente pesquisa visa modelar curvas típicas de geração fotovoltaica para cada estação do ano (i.e., primavera, verão, outono e inverno) a partir da análise estatística das medições de um sistema real.

Adota-se a seguinte divisão para as estações do ano. O ano verão é dividido entre os períodos de 21 de dezembro a 20 de março. O outono situa-se entre os dias 20 de março e 21 de junho. O inverno situa-se entre 21 de junho e 22 de setembro. E, por fim, a primavera é dividida entre os dias 22 de setembro e 21 de dezembro. A partir das curvas que representam cada estação do ano, é possível obter uma curva média de geração fotovoltaica, cuja potência deve ser despachada de acordo com os requerimentos energéticos dos VEs, capacidade de armazenamento do SAB e estrutura de sinais tarifários, conforme detalhado a seguir.

#### 5.4 SINAIS TARIFÁRIOS

Em estacionamentos inteligentes, onde se tem por objetivo manipular a demanda de potência da recarga de VEs em períodos vantajosos do ponto de vista econômico, a tarifa de energia exerce papel fundamental na programação da recarga. Buscam-se períodos de menor tarifa para aquisição de energia, enquanto que outras fontes devem fornecer energia nos períodos mais caros. Dentre essas fontes, tem-se a GD fotovoltaica, armazenamento por baterias estacionárias e os próprios VEs participantes do estacionamento.

Atualmente existem três estratégias de resposta à demanda no Brasil: (1) estrutura tarifária horária para consumidores de média e alta-tensão; (2) Tarifa Branca para consumidores do Grupo B; e (3) programa piloto estabelecido em (ANEEL, 2017b) exclusivo para alguns tipos de consumidores conectados nos subsistemas Norte e Nordeste (EPE, 2019). Sendo assim, as duas primeiras são baseadas em preços e a última em incentivos. Entretanto, ainda não há uma estrutura de mercado com base em oferta e demanda para um dia à frente, apenas patamares de preços diferenciados em horários fixos pré-estabelecidos.

No mercado do dia seguinte os consumidores podem comprar ou vender energia para as próximas 24 horas. As ofertas são combinadas de forma a promover bem-estar social enquanto restrições de rede provenientes de operadores do sistema de transmissão são consideradas. Neste caso, o resultado da combinação entre as dinâmicas de oferta e demanda para um dia à frente é utilizado como base para o planejamento das próximas 24 horas de operação, com atualizações podendo ser realizadas, com por exemplo, no mercado intradiário.

A análise de sinais tarifários proposta nesta Tese visa a formulação de um índice de preferência para carregamento ou descarregamento de cada VE conectado ao estacionamento inteligente, baseado em Yao, Lim e Tsai (2017). Considerando o atendimento em baixa tensão, a tarifa convencional praticada no Brasil não proporciona a flexibilidade de controle da demanda em prol de redução de custos, em função de ser invariante no tempo. A estrutura da Tarifa Branca, apesar de propiciar a manipulação da demanda de potência com base em patamares de preços, apenas oferece três patamares bem estabelecidos e acaba limitando a versatilidade do uso do índice de preferência pelos preços da energia. O mesmo acontece para as tarifas Azul e Verde para consumidores conectados na média tensão.

Em função de capturar a dinâmica das ofertas e demandas do mercado, a estrutura tarifária do mercado do dia seguinte é mais condizente com a proposta do estacionamento inteligente uma vez que oferece maior flexibilidade de agendamento econômico e apropriada



para o planejamento das próximas 24 horas de operação. Desse modo, quando os preços da energia são altos, motiva-se o descarregamento. Quando baixos, motiva-se o carregamento dos VEs.

## 5.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

A solução do problema de gerenciamento de energia do estacionamento inteligente contempla três perspectivas principais que condicionam o agendamento dos des/carregamentos, são elas:

1. Dimensão social: hábitos, costumes e preferências dos usuários;
2. Dimensão técnica: atributos e definições dos equipamentos de carregamento, veículos e demais sistemas do estacionamento, bem como conexão com o sistema de potência;
3. Dimensão econômica: a influência da tarifação energética e degradação das baterias.

Naturalmente, essas três dimensões regem o funcionamento do estacionamento, uma vez que são necessariamente contempladas na formulação do problema. Este problema, em termos práticos, traz consigo diversas variáveis estocásticas: número de veículos que chegam em um determinado período de tempo, tempo de permanência estacionado, estado de carga da bateria ao ingressar no estacionamento e as respectivas capacidade de descarregamento e demanda de energia dos veículos, características de degradação das baterias, além da potência de geração fotovoltaica.

O horizonte de tempo de agendamento é particularmente importante na definição da natureza dessas variáveis. Em um agendamento em tempo real, torna-se difícil tratar essas variáveis de maneira determinística, em função do comportamento imprevisível dos usuários e fatores climáticos. A maioria dos trabalhos revisados nas seções 3.2.1 e 3.2.2 adotam estratégias estocásticas de previsão, entretanto, a entrada no modelo acaba sendo determinística, ou seja, são calculadas previamente. Em poucos casos específicos, a modelagem estocástica é incorporada a execução do algoritmo de otimização, de modo a considerar as incertezas do problema em tempo real.

Neste caso específico, por se tratar do agendamento para um dia a frente, assume-se como premissa a definição do problema como de natureza determinística, uma vez que as informações são recebidas a priori pelo SGI. O comportamento estocástico dos usuários é

modelado em conjunto com um padrão estatístico, conforme detalhado no estudo de caso. Porém, essas informações são tratadas como parâmetros de entrada do modelo, conforme segue.

## 6 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA OTIMIZAÇÃO

Neste capítulo é apresentada a maneira como a metodologia proposta é aplicada para a definição dos parâmetros da otimização, compreendendo a modelagem do padrão de ocupação do estacionamento e demanda dos VEs, geração fotovoltaica e índice de preferência pelos preços da energia. O modelo estatístico proposto para a estimativa de ocupação do estacionamento é capaz de reconhecer as características de mobilidade urbana dos motoristas brasileiros, além de distribuições aleatórias uniformes embasadas na literatura. Oriundos da SMC, é possível obter resultados em função de curvas de distribuição de probabilidade para um dia à frente de operação. Posteriormente é apresentada a estimativa de geração fotovoltaica, seguida pela avaliação da tarifa de energia *day-ahead* do mercado Dinamarquês, a fim de elucidar o mecanismo de funcionamento do índice de preferência pelos preços da energia.

### 6.1 PADRÃO DE ESTACIONAMENTO E DEMANDA DOS VES

No Brasil, as vendas de veículos eletrificados leves cresceram 78% no primeiro quadrimestre de 2022, na comparação com o mesmo período do ano anterior, seguindo na contramão do mercado doméstico total de veículos leves à combustão, que caiu 23% no mesmo período (ABVE, 2022). A participação de mercado dos VEs puros mais vendidos no primeiro quadrimestre de 2022 é utilizada para estimar a frota de ocupantes do estacionamento.

Enquanto que características dos modelos de VEs (ABVE, 2022; EV Database, 2022) e dados oriundos de uma pesquisa de mobilidade urbana brasileira (CNT e NTU, 2017) são utilizados como dados de entrada no algoritmo de estimação da demanda de VEs regulares, uma abordagem aleatória é utilizada para os usuários irregulares. Ambas estratégias são implementadas em um algoritmo de SMC com base em distribuições de probabilidades e números aleatórios. Enquanto as características dos VEs (apresentadas na Tabela 4) influenciam principalmente na potência demandada para o carregamento, o padrão de mobilidade urbana (apresentado nas Tabela 5 e Tabela 6) exerce influência tanto na energia requerida quanto nos horários de conexão e desconexão para recarga.

A probabilidade de sorteio de cada modelo de VE é baseada na sua respectiva participação de mercado. Desse modo, a escolha do número aleatório gerado na SMC remete a frequência de ocorrência do modelo de VE. Por exemplo, se o número aleatório gerado for 0,1873, é sorteado o Leaf Tekna da Nissan em decorrência da faixa de valores aleatórios atribuída ao modelo. Portanto, a expectativa de encontrar o número 0,1873 é dada pela amplitude da

probabilidade de ocorrência, ou seja, sua respectiva participação de mercado no primeiro quadrimestre de 2022.

Tabela 4 – Características dos VEs.

Modelo	Capacidade de bateria (kWh)	Potência máxima (kW)	Autonomia (km)	Consumo (kWh/km)	Probabilidade de ocorrência	Números aleatórios
<b>XC 40 Recharge</b>	75,0	11	340	0,221	26,06%	0,7394 - 0,9999
<b>C40 P8</b>	75,0	11	350	0,214	15,32%	0,5862 - 0,7393
<b>e-JS1</b>	30,2	7,0	302 <sup>3</sup>	0,096	12,38%	0,4624 - 0,5861
<b>Mini Cooper SE</b>	28,9	11	185	0,156	10,61%	0,3563 - 0,4623
<b>500e Icon</b>	37,3	11	235	0,159	9,56%	0,2607 - 0,3562
<b>Leaf Tekna</b>	39	3,6	235	0,166	8,84%	0,1723 - 0,2606
<b>Tycan</b>	83,7	11	460	0,182	6,02%	0,1121 - 0,1722
<b>Zoe</b>	52	2	315	0,165	4,06%	0,0715 - 0,1120
<b>e-JS4</b>	55	6,6	420 <sup>7</sup>	0,13	3,93%	0,0322 - 0,0714
<b>e-Jumpy</b>	65	7,4	250	0,26	3,21%	0,0000 - 0,0321

Fonte: ABVE, 2022 e EV Database, 2022.

Neste sentido, a SMC consiste no experimento desenvolvido para gerar números aleatórios a partir de qualquer distribuição de probabilidade ou processo estocástico, estimando, portanto, o seu comportamento (ZAPATA, 2011). Sendo assim, na simulação, uma ou mais variáveis de interesse passam por experimentos a fim de avaliar seu efeito sobre outras variáveis de interesse. O mesmo método é abordado para as simulações subsequentes.

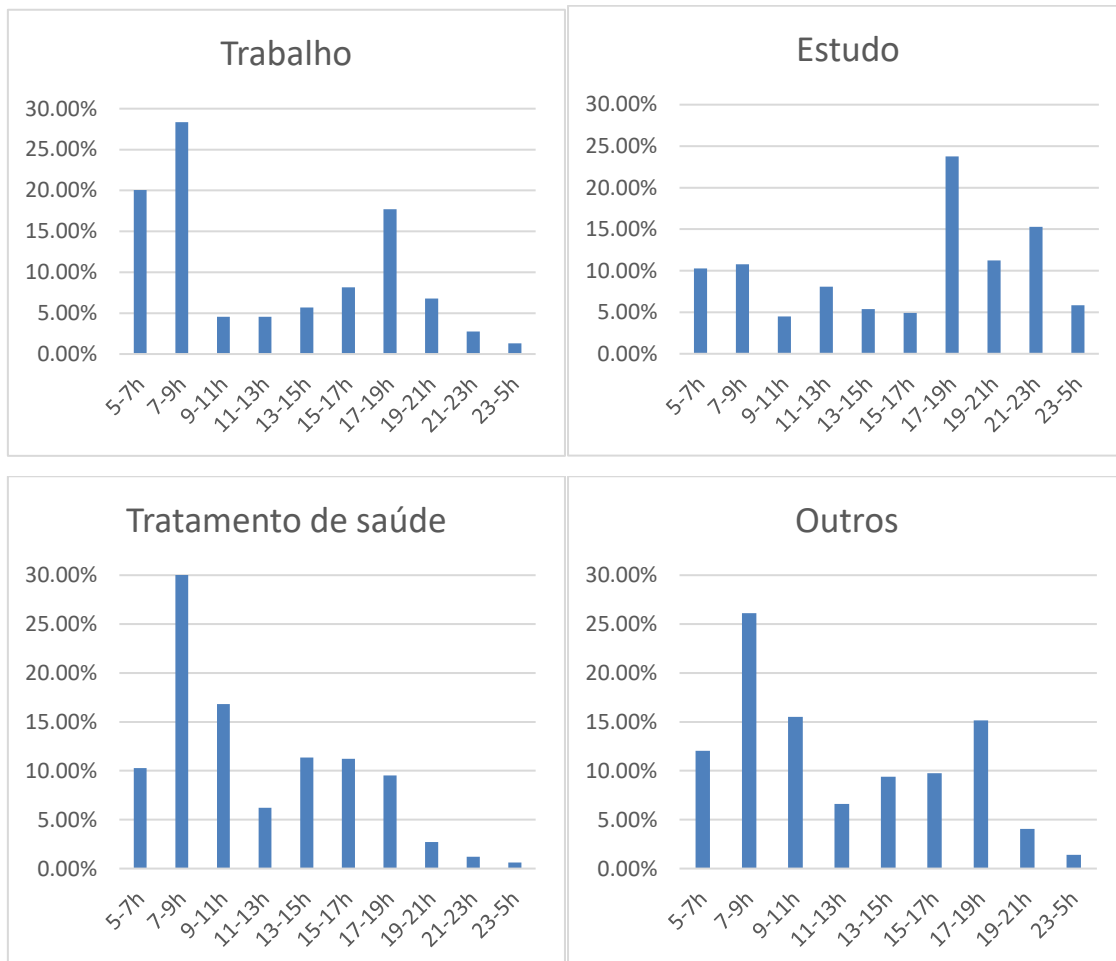
### 6.1.2 Usuários regulares

A demanda de cada VE regular é calculada com base nas características de consumo energético de cada modelo (EV Database, 2022) e na pesquisa de padrão de mobilidade urbana brasileira (CNT e NTU, 2017). Distribuições de probabilidades são indicadas para cada propósito de viagem, conforme Figura 12. No sentido de estimar o padrão de comportamento

<sup>3</sup> Enquanto que a autonomia dos VEs é dada em função de condições reais de rodagem (EV Database, 2022), devido à escassez desses dados para os modelos e-JS1 e e-JS4, suas respectivas autonomies são dadas de acordo com o protocolo New European Driving Cycle (NEDC).

dos usuários regulares, os dados de mobilidade urbana são tratados de maneira a adequar-se ao problema do estacionamento inteligente.

Figura 12 - Padrão brasileiro de mobilidade urbana (horários de ocorrência).



Fonte: (CNT e NTU, 2017).

Observa-se que a pesquisa (CNT e NTU, 2017) não segrega horários de chegada/partida das viagens realizadas muito menos o período em que os veículos permanecem estacionados. Por esse motivo, busca-se embasamento na literatura para estimar os horários de conexão e desconexão dos VEs. Na maioria dos estudos citados na seção 3.2.1 Padrão de estacionamento e demanda, os horários de chegada são majoritariamente associados ao período da manhã e os horários de partida aos períodos da tarde/noite.

O padrão de estacionamento comercial é analisado em (PROKOP, VANTUCH e MIŠÁK, 2018) com base em dados reais da recarga de VEs. A partir de uma análise histórica, observou-se que os horários de conexão dos VEs ocorrem dentro do intervalo entre 5:45 e 11:45 horas e desconexão entre 12:30 e 21:45 horas, padrão característico aos horários de trabalho.

Com base nisso, para os motivos “trabalho”, “tratamento de saúde” e “outros” assume-se como premissa de que o período da manhã se refere aos horários de chegada e os períodos da tarde/noite aos horários de saída para usuários regulares do estacionamento.

O motivo “estudos” é um caso à parte, visto que a estratégia adotada para os outros propósitos pode não retratar de maneira correta os horários de ingresso no estacionamento, visto que há uma predominância de viagens no período noturno, o qual não é necessariamente associado ao horário de partida tal como nos outros casos. Sendo assim, o motivo “estudos” pode ser dividido em horários de chegada e partida para diferentes turnos (manhã, tarde e noite), pois sua duração é mais flexível em detrimento ao motivo “trabalho”, o qual tem horários de chegada/partida tradicionalmente bem estabelecidos entre os turnos da manhã e tarde/noite, respectivamente. Enquanto a predominância de viagens próximo às 18h remetem ao período de saída do trabalho, o mesmo horário pode estar relacionado ao horário de chegada aos estudos em alguns casos.

Desse modo, a partir da análise da distribuição de probabilidade dos horários em que ocorrem atividades de estudo na Figura 12, observa-se uma distribuição de aproximadamente 25%, 32% e 43% entre os turnos da manhã, tarde e noite, respectivamente. Com base nisso, as probabilidades de ocorrência são segregadas entre os três turnos e seus respectivos horários de chegada/partida são derivados para cada turno.

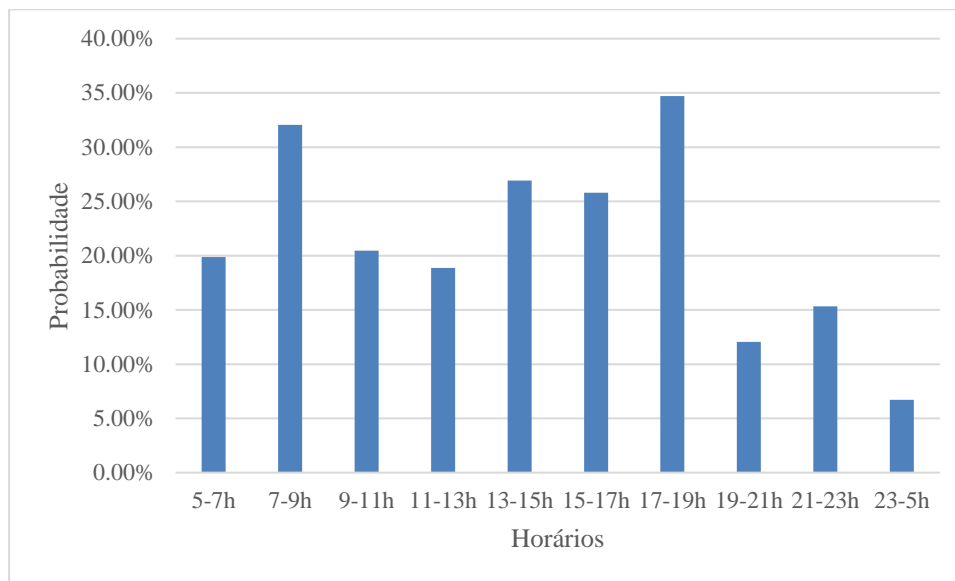
Contudo, a duração do período de estacionamento de cada VE regular é modelada por distribuições de probabilidades em função dos horários de chegada/partida associados a cada propósito de viagem. Distribuições de probabilidades são indicadas para cada propósito de viagem, com sua respectiva duração das viagens, conforme detalhado na Tabela 4. O padrão de estacionamento dos usuários regulares é derivado dos horários em que os brasileiros usualmente comutam. A Figura 13 ilustra os horários de ocorrência das viagens de modo geral, oriundas do somatório das frequências relativas de todos os motivos na base 100%.

Tabela 5 – Padrão de mobilidade urbana.

	<b>Motivo</b>	<b>Probabilidade (%)</b>	<b>Duração média (min)</b>
<b>(A)</b>	Trabalho	66,34	37,70
<b>(B)</b>	Estudos	12,05	33,40
<b>(C)</b>	Tratamento de saúde	11,17	38,70
<b>(D)</b>	Outros	10,44	31,10

Fonte: Adaptado de (CNT e NTU, 2017)

Figura 13 - Padrão de estacionamento.

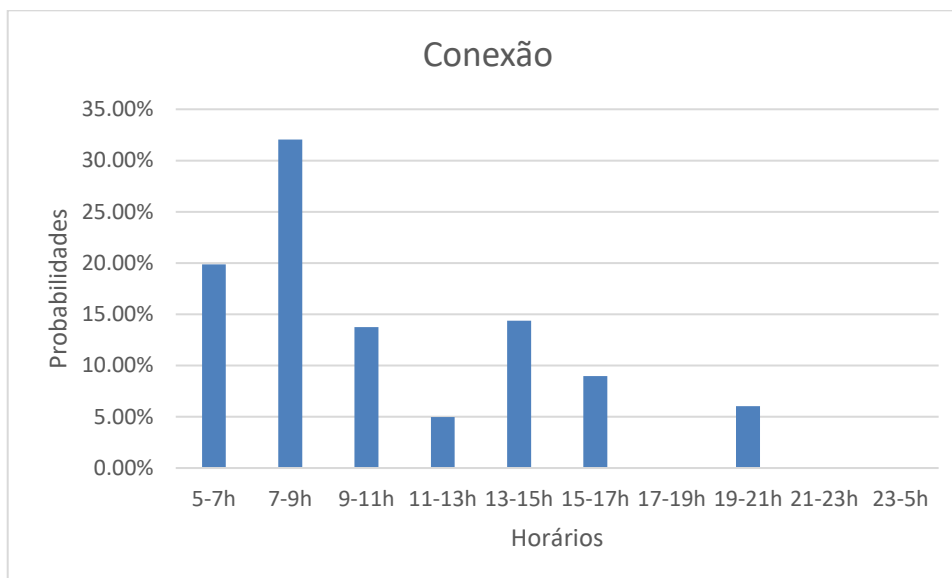


Fonte: Adaptado de (CNT e NTU, 2017).

Observa-se que entre os horários das 5 e 23 horas, a discretização das probabilidades de ocorrência é de 2 horas, além de uma probabilidade de ocorrência entre as 23 e 5 horas do dia seguinte, de 6 horas. Entretanto, duas características importantes dessa informação devem ser consideradas: (1) apesar desta pesquisa segregar as viagens em diferentes motivos a fim de detalhar as principais razões e os horários em que os deslocamentos ocorrem, não foram detalhados os horários de chegada/partida; e (2) a discretização apresentada não é apropriada para determinar os instantes de conexão e desconexão dos VEs, pois os intervalos de tempo de 2 ou 6 horas são muito grandes, logo, não retratam horários irregulares que devem ocorrer dentro deste intervalo.

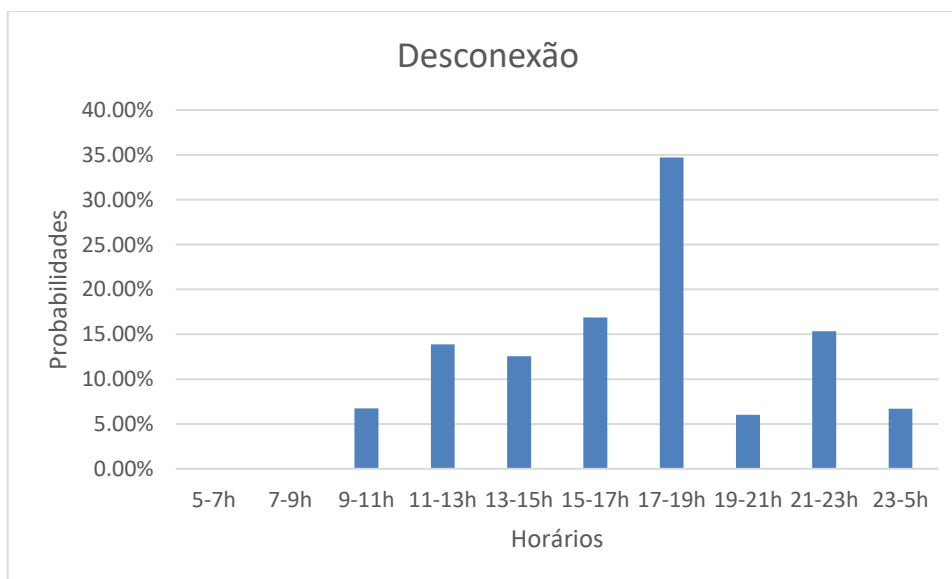
Para tratar desses problemas, assume-se como premissa de que o período da manhã refere-se aos horários de chegada e os períodos da tarde/noite aos horários de saída do estacionamento. Essa premissa vale para os motivos “trabalho”, “tratamento de saúde” e “outros”. Já para o motivo “estudos”, horários de chegada/partida são segregados em três turnos diferentes, logo, para cada turno há uma distribuição de probabilidades de conexão e outra de desconexão dos VEs. Essa estratégia resulta em distribuições de probabilidade de conexão e desconexão para os VEs regulares, apresentadas em conjunto para todos os motivos nas Figura 14 e 15, respectivamente.

Figura 14 - Probabilidades de conexão dos VEs regulares.



Fonte: Do autor.

Figura 15 - Probabilidades de desconexão dos VEs irregulares.



Fonte: Do autor.

Observa-se que a estratégia adotada para o motivo “estudos” resulta em uma probabilidade de conexão entre os intervalos das 19 e 21 horas, diferentemente dos outros motivos. Desse modo é possível captar horários de chegada diferenciados. Para tratar do problema relativo a discretização, cada probabilidade é associada a uma distribuição uniforme dentro dos intervalos de 2 ou 6 horas. Dessa forma, têm-se uma probabilidade a cada 15 minutos, totalizando 96 possibilidades por dia. Em consequência disso, é possível captar



instantes de tempo de conexão e desconexão mais distribuídos ao longo do dia em detrimento aos intervalos de 2 ou 6 horas, que neste caso resultaria em uma concentração de conexões e desconexões simultâneas, podendo não retratar a realidade.

Cada motivo de viagem é associado a uma frequência de ocorrência e sua respectiva distância média percorrida, conforme Tabela 5, as quais são utilizadas no cálculo da energia remanescente na bateria do VE no instante de conexão, conforme (37). Neste sentido, o estado de carga remanescente na bateria de cada VE pode ser obtido, denotando tanto a capacidade de disponibilidade de potência para descarga quanto as necessidades de carregamento.

Tabela 6 – Frequência das viagens.

	Frequência	Probabilidade (%)	Distância média (km)
(A)	Todos os dias	60,45	26,60
(B)	De 3 a 4 dias	11,88	19,00
(C)	De 1 a 2 dias	13,73	22,80
(D)	Raramente ou nunca	13,93	16,80

Fonte: Adaptado de (CNT e NTU, 2017)

### 6.1.3 Usuários irregulares

Uma abordagem exclusivamente aleatória é abordada para retratar os instantes de conexão, desconexão e o SoC inicial dos usuários irregulares. Sendo assim, um número finito de resultados com chances iguais de acontecer são sorteados através da SMC. O SoC inicial dos VEs é definido de maneira uniformemente distribuída no intervalo [30, 80], com base em Liu *et al.*, (2016). A mesma abordagem é adotada para estimativa do horário de chegada, compreendendo o intervalo entre [6, 18] horas, cuja duração do estacionamento varia entre [2, 10] horas, ambos distribuídos de maneira uniforme.

### 6.1.4 Carregadores

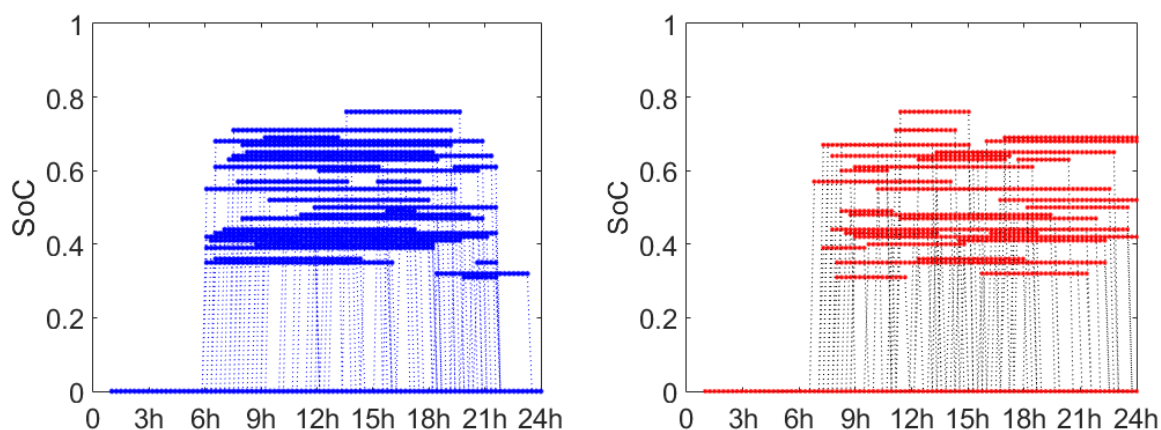
A potência máxima admissível de des/carga de cada VE conectado é condicionada a um entre dois fatores: limitações do VE, cujas características são relacionadas ao tipo, modelo e fabricante; ou limitações da estação de recarga, cujas características são relacionadas ao tipo de carregador e nível de carregamento disponível. Neste caso, são considerados carregadores de corrente alternada externos, conforme descrito pelo “Modo de carregamento 3” presente na norma NBR/IEC 61851-1, que geralmente é encontrado em unidades de recarga pública e

compatível com o padrão SAE J1772 (ABNT, 2013). A limitação de potência se dá de acordo com a potência máxima admissível por cada modelo de VE, conforme detalhado na Tabela 4.

### 6.1.5 Parâmetros dos VEs para a otimização

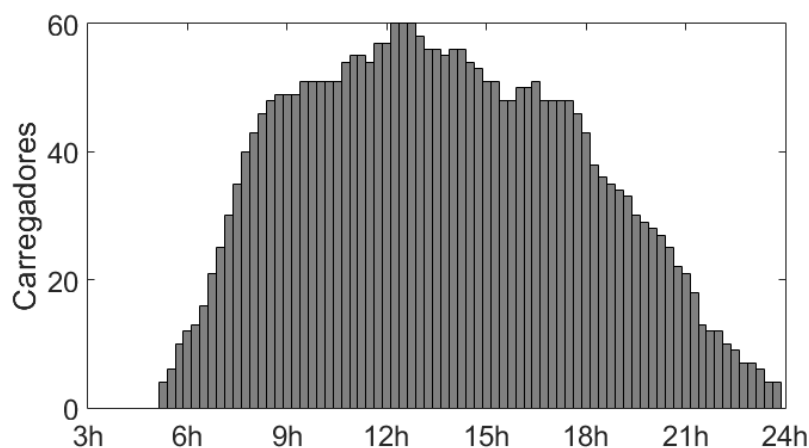
A partir dos resultados da SMC, deriva-se o padrão de estacionamento bem como as características dos modelos dos VEs. O padrão de estacionamento para um total de  $N = 100$  VEs é ilustrado na Figura 16, onde o SoC inicial e a respectiva duração de estacionamento são apresentadas para os VEs regulares e irregulares nas cores azul e vermelho, respectivamente. Essa ilustração permite a observação da duração do estacionamento de cada VE, período no qual o controlador, ou SGI, poderá realizar a programação dos des/carregamentos. A ocupação dos carregadores é apresentada na Figura 17, a qual representa o período em que os plugues estão ocupados.

Figura 16 - Padrão de estacionamento e SoC inicial.



Fonte: Do autor.

Figura 17 – Ocupação de carregadores (100 VEs).



Fonte: Do Autor.

Com base nas estimativas de ocupação do estacionamento, é possível definir uma série de parâmetros de entrada do modelo de otimização, sumarizados no ANEXO A. Neste caso, os horários de chegada ( $k_n^c$ ), partida ( $k_n^p$ ), SoC inicial ( $S_n^i$ ), potência máxima admissível para carga ( $P_n^{C,max}$ ) e descarga ( $P_n^{D,max}$ ) são computados. A partir do padrão de estacionamento e da informação a respeito do SoC inicial dos veículos, torna-se possível calcular o intervalo amostral mínimo para atingir o carregamento completo, assumindo a potência máxima admissível pelo VE, conforme descrito por (26).

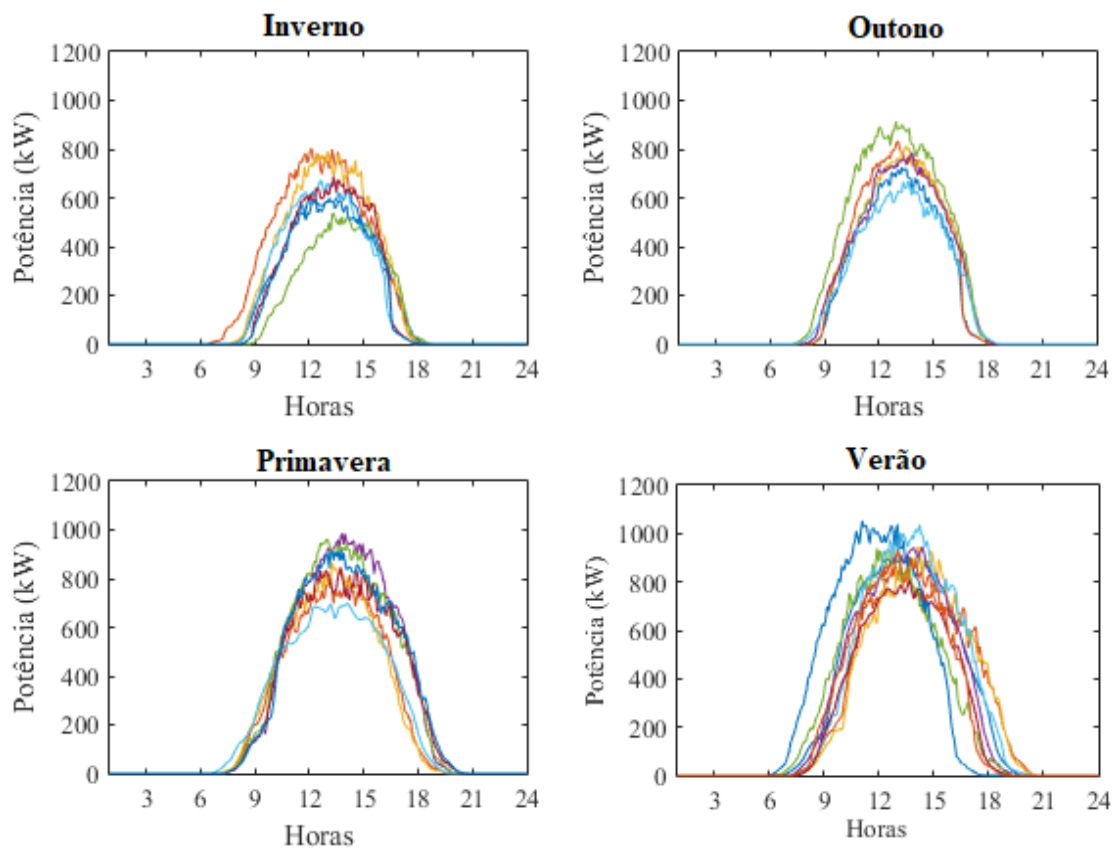
## 6.2 CURVA MÉDIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA

A partir de medições realizadas em uma planta de geração fotovoltaica de 1 kWp instalada na Universidade Federal de Santa Maria, são formuladas curvas típicas para cada estação do ano. Uma curva típica deve representar uma parcela de geração com base na potência média, que diz respeito a relação entre a quantidade de potência (kW) gerada durante um certo período de tempo e o número de horas desse período.

Neste sentido, foram observados dados compreendidos entre dezembro de 2015 a maio de 2018 para formular curvas típicas de geração fotovoltaica para as estações outono, inverno, primavera e verão. A partir de uma discretização de 5 minutos, observam-se as curvas médias das estações do ano na Figura 18, das quais, a combinação resulta em uma curva típica que contempla todas as estações, ilustrada na Figura 19.

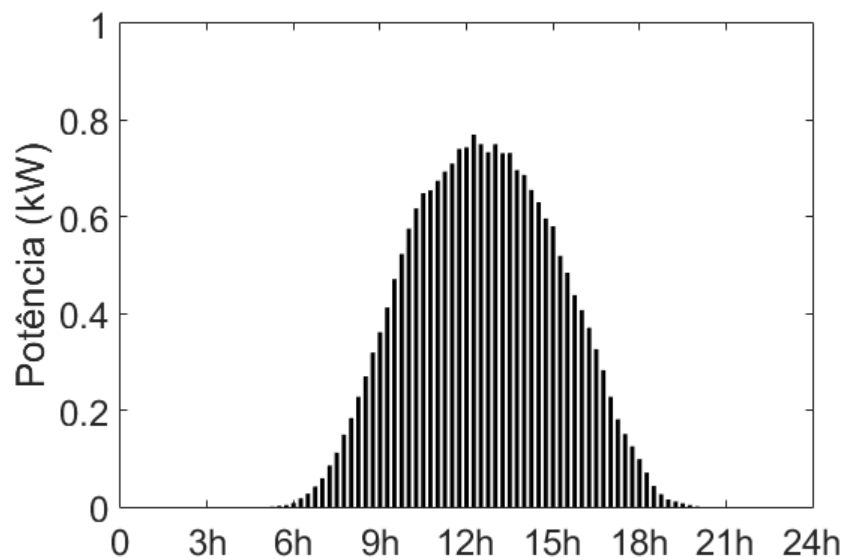
A partir de uma curva média de geração é possível dimensionar o sistema em função da potência média de saída, tomando como base o sistema de 1 kWp das medições. O dimensionamento do sistema fotovoltaico não pode ser projetado visando autoconsumo, uma vez que a demanda dos VEs é consideravelmente superior a área disponível para estacionamento. Em termos gerais, vagas para veículos de passeio possuem aproximadamente 2,50 m x 5,50 m, totalizando 13,75 m<sup>2</sup> por vaga. Ainda, em muitos estacionamentos nem todas as vagas são cobertas, deste modo, pode-se limitar a área coberta, como medida conservadora, a metade da área total para as vagas de estacionamento.

Figura 18 - Potência média mensal para as estações do ano.



Fonte: Do autor.

Figura 19 - Curva típica de geração fotovoltaica.



Fonte: Do autor.

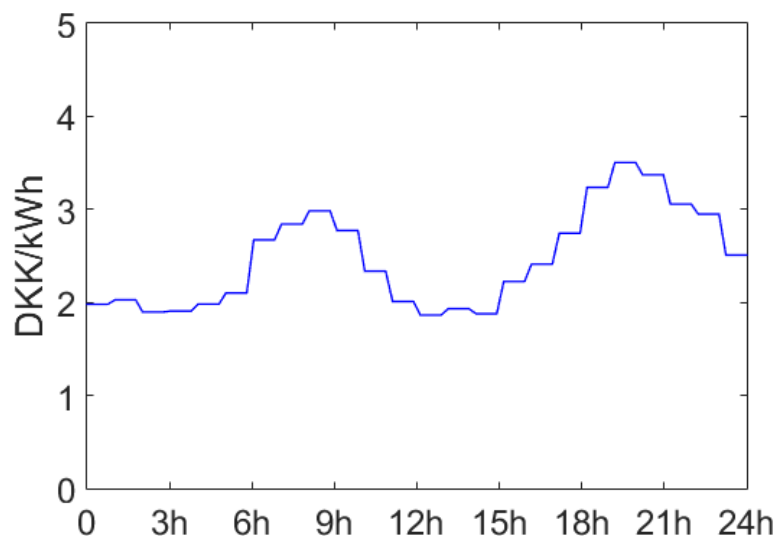
Como exemplo, tomando como base o módulo fotovoltaico comercial BYD M6K-36-SÉRIE-5BB de 340 Wp, assume-se uma medida conservadora de 6,85 m<sup>2</sup>/kWp levando em conta a área dos painéis e infraestrutura para instalação. Considerando a instalação dos painéis numa área total de 825 m<sup>2</sup>, equivalente a 60 vagas para veículos, obtém-se uma capacidade de aproximadamente 120 kWp de potência fotovoltaica caso todas as vagas forem cobertas. Esse fator de dimensionamento é utilizado para os estudos de caso. Nesta base, o sistema seria capaz de gerar aproximadamente 631,03 kWh diariamente.

### 6.3 PARÂMETROS TARIFÁRIOS PARA A OTIMIZAÇÃO

Toma-se como base para o estudo de caso uma tarifa *day-ahead* presente no mercado Europeu, onde diariamente são disponibilizadas as capacidades disponíveis nas interconexões e rede (Nord Pool AS, 2022). Compradores e vendedores podem submeter suas ofertas finais até um determinado horário para o leilão do dia seguinte. As ordens submetidas são combinadas com outras ordens do mercado pan-Europeu através do processo de acoplamento - i.e., *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC). No processo combinatório, determina-se o preço para cada hora do dia seguinte e cada zona de oferta, onde as curvas de preço de compra e venda se combinam, levando em conta restrições da rede (Nord Pool AS, 2022).

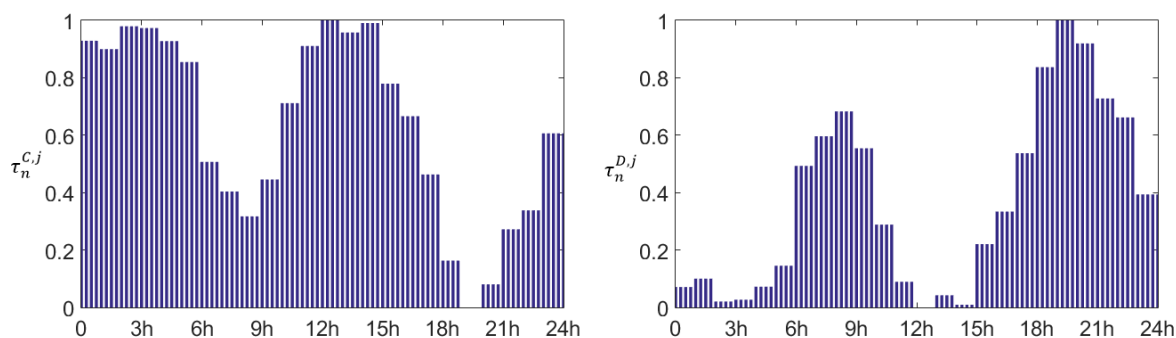
O objetivo primário de preço de mercado é estabelecer um equilíbrio entre oferta e demanda. Isso é especialmente importante em mercados de potência em função da incapacidade de armazenamento energético e o alto custo associado a falha de suprimento. Desta forma, o mercado do dia seguinte de (Nord Pool AS, 2022) é um intercâmbio de energia baseado em leilão fechado, o qual é adotado como base para o estudo de caso, conforme a estrutura tarifária Dinamarquesa representada na Figura 20. A partir disto, é possível calcular os índices de preferência pelos preços da energia tanto para carregamento (direita), quanto para descarregamento (esquerda), conforme ilustrado na Figura 21.

Figura 20 – Mercado do dia seguinte (28/06/2022) - Nord Pool AS.



Fonte: Do autor.

Figura 21 – Índices de preferência pelos preços da energia para carga e descarga.



Fonte: Do autor.

#### 6.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada a maneira como a metodologia proposta é aplicada para a definição dos parâmetros da otimização, compreendendo a modelagem do padrão de ocupação do estacionamento e demanda dos VEs, geração fotovoltaica e índice de preferência pelos preços da energia. O modelo estatístico proposto para a estimativa de ocupação do estacionamento para um dia à frente foi capaz de reconhecer as características de mobilidade urbana dos motoristas brasileiros, além de distribuições aleatórias uniformes embasadas na literatura. Posteriormente foi apresentada a estimativa de geração fotovoltaica, seguida pela avaliação da tarifa de energia *day-ahead* do mercado Dinamarquês, a fim de elucidar o mecanismo de funcionamento do índice de preferência pelos preços da energia.

## 7. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA PARA GERENCIAMENTO DE ENERGIA DO ESTACIONAMENTO INTELIGENTE

Neste capítulo são apresentados os resultados da solução do problema de otimização de gerenciamento de energia do estacionamento inteligente. Inicialmente é introduzida a natureza do problema de otimização com restrições não lineares, bem como estratégias de solução desta classe de problema complexo. Posteriormente, o ambiente de modelagem e programação é apresentado, bem como os mecanismos de solução. Com as premissas de pesquisa devidamente definidas, a análise dos resultados dos estudos de caso visa comprovar a efetividade da proposta completa de gerenciamento de energia para o estacionamento inteligente, avaliada em relação a diferentes métodos comparativos. Seguido pela discussão dos resultados obtidos, onde os índices da função objetivo são examinados, bem como a efetividade da estratégia proposta.

### 7.1 SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO COM RESTRIÇÕES NÃO LINEARES

Muitos problemas de decisão em aplicações reais de engenharia e científicas envolvem decisões discretas e dinâmicas de sistemas não lineares que afetam o custo computacional da solução. Problemas de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) combinam a dificuldade de otimizar conjuntos de variáveis discretas com o desafio de lidar com funções não lineares em sua formulação. Deste modo, a PNLIM é uma estratégia de modelagem geral que combina subproblemas da programação não linear com a programação linear inteira mista.

Neste contexto, a solução de problemas com variáveis e restrições não lineares não ocorre de maneira direta ou explícita. Ao invés disso, métodos iterativos solucionam uma sequência de subproblemas mais simples, ou aproximações, de modo a gerar uma sequência de soluções aproximadas,  $\{x_k\}$ , a partir de um palpite inicial,  $x_0$  (Leyffer e Mahajan, 2010). Um algoritmo simplificado para denotar essa estratégia de solução é apresentado na Tabela 7.

Os algoritmos de solução são categorizados por meio da escolha de como implementam alguns componentes fundamentais, são eles: teste de convergência, modelo local, estratégia e mecanismo de globalização. O teste de convergência confere se soluções ótimas foram encontradas ou não; o modelo local computa uma nova iteração melhorada; a estratégia de globalização garante a convergência a partir de pontos iniciais remotos, de modo a indicar se a estimativa da nova solução é melhor que a estimativa atual; e o mecanismo de globalização

trunca o passo computado pelo modelo local para impor a estratégia de globalização, refinando efetivamente o modelo.

Tabela 7 – Algoritmo de solução de problemas com restrições não lineares.

---

Dada a F.O. (1.1) e uma estimativa inicial  $\mathbf{x}_0 \in \mathbb{R}^n$ ;  $\mathbf{k} = \mathbf{0}$ ;

$$\min f(\mathbf{x}) \text{ s. a. } \mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \text{ e } \mathbf{x} \geq \mathbf{0}$$

$$f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R} \tag{1.1}$$

$$\mathbf{c}: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$$

**while**  $\mathbf{x}_k$  não for ótimo, faça:

**repeat**

Solucionar e refinar de maneira aproximada um modelo local de (1.1) em torno de  $\mathbf{x}_k$

**until** uma solução melhorada da estimativa de  $\mathbf{x}_{k+1}$  for encontrada;

Conferir se  $\mathbf{x}_{k+1}$  é ótima; definir  $\mathbf{k} = \mathbf{k} + \mathbf{1}$ .

**end**

---

Fonte: Leyffer e Mahajan (2010).

Uma variedade de métodos existentes é capaz de solucionar problemas de PNLIM. Um conceito fundamental subjacente a esse algoritmo é o relaxamento de restrições (Belotti et al., 2012), utilizado para computar limites inferiores da solução ótima, obtido através da ampliação do conjunto de possíveis soluções, por exemplo, ignorando algumas restrições do problema. Geralmente o interesse está em facilitar a solução relaxada em detrimento ao problema de PNLIM. Em conjunto com limites superiores, os quais podem ser obtidos em qualquer ponto de solução viável, o relaxamento nos permite terminar a busca pela solução em qualquer momento em que o limite inferior é maior que o atual limite superior. A Figura 22 ilustra duas classes de relaxamento, são elas restrições de integralidade e restrições não lineares convexas.

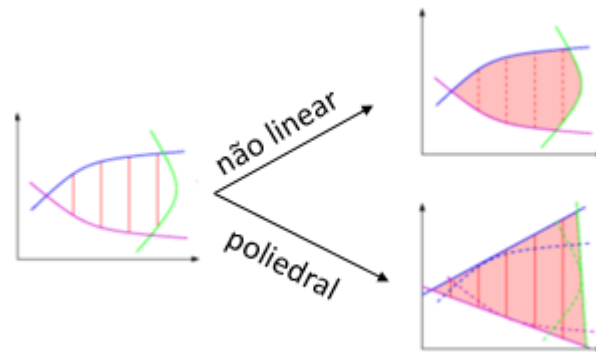
A imagem da esquerda demonstra o conjunto de soluções viáveis de natureza inteira mista (união das linhas vermelhas), enquanto que a imagem superior direita demonstra a relaxação não linear obtida através do relaxamento das restrições de integralidade (a área sombreada representa o conjunto de soluções viáveis do problema não linear). A imagem inferior direita demonstra uma outra classe de relaxação, que não será aprofundada.

Se a solução com o relaxamento das restrições de integralidade é encontrada, o PNLIM também é solucionado. Entretanto, em problemas não lineares, as funções e os gradientes são custosos de serem calculados. Métodos sequenciais quadráticos de aproximação, conforme encontrado no *solver* SNOPT, são capazes de encontrar soluções ótimas locais a partir do



direcionamento de busca proveniente de uma sequência de subproblemas de programação quadrática. Neste caso, uma função de mérito Lagrangiana aumentada é reduzida ao longo de cada direção de busca para garantir convergência a partir de qualquer ponto de partida (Gill, Murray e Saunders, 2008).

Figura 22 – Relaxamento de restrição de integralidade.



Fonte: Adaptado de Belotti *et al.*, (2012).

## 7.2 AMBIENTE DE OTIMIZAÇÃO

O problema de otimização foi modelado em sistema AMPL, especificamente projetado para modelos de programação matemática. O sistema AMPL incorpora todo ciclo da modelagem de otimização – formulação, teste, implantação e manutenção – de maneira integrada. Usando uma representação algébrica de alto nível, o AMPL integra sua linguagem de modelagem com uma linguagem de comando para análise e depuração, além de uma linguagem de script para manipulação de dados e implementação de estratégias de otimização (Fourer, Gay e Kernighan, 2002).

Diversos *solvers* comerciais e de código aberto trabalham com a linguagem AMPL, além do suporte oferecido pelo NEOS Server, um serviço online gratuito para solucionar problemas numéricos de otimização (NEOS SERVER, 2022). Diferentes sistemas de modelagem, tal como o AMPL, podem ser solucionados gratuitamente através do sistema de software HTCondor, o qual encontra máquinas de alto desempenho que solucionam a otimização por meio de diferentes *solvers* (HTCondor, 2022).

### 7.3 PREMISSAS E CONTEXTO

Para solucionar o problema de otimização que consiste no sistema de gerenciamento de energia do estacionamento inteligente (SGI), assumem-se algumas premissas. A discretização adotada é equivalente a 15 minutos, logo, totalizam-se 96 intervalos de tempo para possíveis agendamentos de des/carregamentos e despacho de potência durante o dia, cujo tempo amostral ( $T_a$ ) é equivalente a 0,25 horas. Com o intuito de testar a efetividade da estratégia de priorização da recarga e maximização da potência entregue a cada VE, é considerado um estacionamento com um limite de 60 vagas, equipadas com carregadores CA Nível 2 de 11 kW.

Neste contexto, o SGI deve agendar o des/carregamento de  $M = 60$  plugues para um total de  $N$  VEs que passam pelo estacionamento ao longo do dia. As eficiências de des/carregamento são equivalentes a 85%, tanto para os VEs quanto para o SAB, caracterizando uma medida conservadora em função do descarregamento poder representar maior perda de eficiência em relação ao carregamento (Kiildsen *et. al*, 2016).

Limites de SoC mínimo de 30% e máximo de 100% são assumidos ambos para VEs e SAB, de modo a representar uma forma de prevenção contra descarga profunda e sobrecarga, conforme (24) e (38), respectivamente. Para dimensionamento do transformador, devem ser consideradas as potências dos carregadores, SAB e geração fotovoltaica. Neste caso, seria necessário um equipamento com mais de 800 kVA. Cargas adicionais, como iluminação, sinalização e demais equipamentos comumente presentes em estacionamentos são desconsideradas.

O padrão de ocupação do estacionamento, as características dos VEs, a curva média de geração fotovoltaica e os sinais tarifários, definidos no Capítulo 6, constituem os parâmetros adotados para a aplicação da metodologia proposta. São investigados 2 cenários distintos, cuja diferença é em função da taxa de ocupação do estacionamento ao longo do dia. Para fins comparativos, 5 diferentes casos são estudados em cada cenário, os quais diferem em relação ao método de agendamento e configuração do estacionamento:

- Caso 1. Carregamento direto;
- Caso 2. Método proposto;
- Caso 3. SGI sem SAB;
- Caso 4. SGI sem geração fotovoltaica e sem SAB;
- Caso 5. SGI sem índice de degradação;

O Caso 1 consiste na estratégia de carregamento direto, onde a recarga dos VEs se inicia no instante de conexão visando a maximização do SoC. Neste contexto não são levados em conta o descarregamento dos VEs, SAB ou GD fotovoltaica, cuja conexão com o sistema de distribuição é unidirecional. Os resultados deste modelo servem de base comparativa para os métodos subsequentes. O Caso 2 consiste na estratégia proposta nesta tese, cujo projeto do SGI contempla todos os índices sugeridos como coeficientes da função objetivo, que visa maximizar as taxas de des/carregamento dos VEs e definir o despacho de potência do estacionamento inteligente. Enquanto o Caso 3 consiste numa configuração de estacionamento sem a presença do SAB, o Caso 4 é descrito pela configuração sem GD fotovoltaica e sem SAB, a fim de elucidar a contribuição destes elementos no equacionamento energético do estacionamento inteligente. O Caso 5 consiste na configuração completa do estacionamento, entretanto, o SGI desconsidera o índice de degradação, a fim de observar como o sistema se comporta sem o mecanismo consciente do uso das baterias dos VEs em trocas bidirecionais de energia.

Para cada caso, o despacho de potência agendado pelo SGI é analisado em função dos VEs, SAB, GD fotovoltaica e rede. Em cada uma dessas dimensões são examinadas as métricas: potência, energia e custo. Na particularidade dos VEs, investiga-se o montante de potência para carregamento e descarregamento, bem como a quantidade de energia consumida ou provida pelos VEs, juntamente com os respectivos custos de recarga e degradação das baterias. O SAB merece a mesma atenção, de modo a decompor o benefício econômico da sua participação no esquema energético do estacionamento, bem como a análise de evolução do SoC ao longo do dia. A potência de geração fotovoltaica é analisada sob a ótica do montante de energia e o custo relativo ao seu despacho em função da tarifa de energia. Por fim, a análise de potência importada ou exportada à rede visa mensurar a quantidade de energia consumida e o respectivo custo operacional do estacionamento.

#### 7.4 CENÁRIO 1

O Cenário 1 consiste no agendamento do carregamento de  $N = 50$  VEs que passam pelo estacionamento ao longo do dia, para um total de  $M = 60$  plugues disponíveis. É considerado um sistema de geração fotovoltaica de 120 kWp e um sistema de armazenamento por baterias de íons de lítio de 95 kWh de capacidade e 80 kW de potência, comercialmente disponível no mercado atual.

### 7.4.1 Caso 1 – Carregamento direto

Entende-se por recarga direta o ato de iniciar o carregamento de maneira imediata, com potência máxima, no instante de conexão, o qual é denotado pelo horário de chegada ao estacionamento. Essa estratégia é representada por uma PLIM cujo objetivo é a maximização do SoC dos VEs, conforme (41). Seguindo a mesma modelagem do método proposto, detalhado na seção 4.3.1 do Capítulo 4, a janela de tempo abordada é dada por (1) e o status de conexão de cada carregador é definido por (2).

$$\max \phi^k = \sum_{j=k}^J \left[ \sum_{n=1}^M (S_n^j) \right] \quad (41)$$

As restrições do problema de otimização para o Caso 1 compreendem o limite de utilização de carregadores e balanço energético, conforme (42) e (44), bem como limites de potência dos VEs e estado de carga das baterias dos VEs, conforme (21), (22), e (23), descritas na seção 4.2.3 do Capítulo 4.

$$\sum_{n=1}^N (\omega_n^{j,k}) \leq \text{Número de carregadores} \quad (42)$$

onde,  $\omega_n^{j,k}$  é um parâmetro auxiliar binário que computa o número de plugues ocupados, conforme:

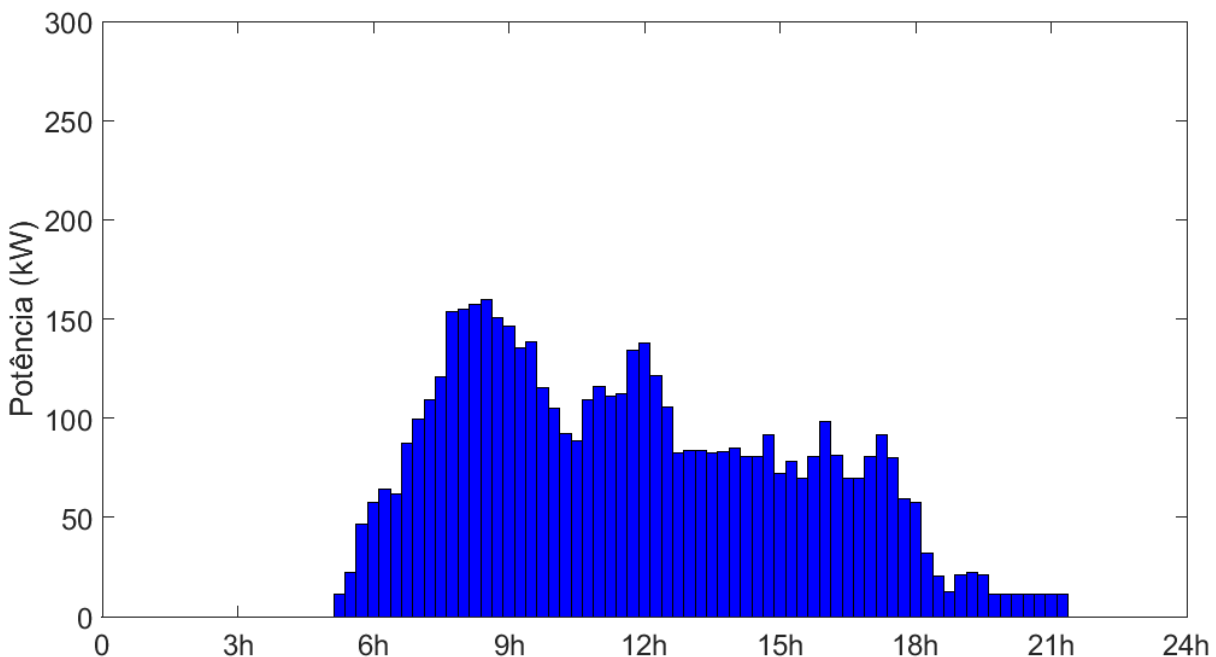
$$\omega_n^{j,k} = \begin{cases} 1, & \text{se } \alpha_n^j > 0 \\ 0, & \text{se } \alpha_n^j \leq 0 \end{cases} \quad (43)$$

$$\sum_{n=1}^N P_n^{C,máx} = P_{rede}^{C,j} \quad (44)$$

Solucionado por meio do *solver* CPLEX, os resultados da otimização são encontrados no ANEXO B. O modelo de otimização impõe potência máxima a cada VE dentro da janela de tempo de estacionamento  $(k_n^c, \dots, k_n^p)$ , maximizando o SoC  $(S_n^j)$  dentro do horizonte de tempo

( $k = j, \dots, J$ ). O perfil de potência do estacionamento para o Caso 1 é apresentado na Figura 23. Verifica-se a concentração de carregamentos simultâneos nas primeiras horas da manhã e próximo ao meio dia, condizentes com as probabilidades de ingresso no estacionamento. Como resultado, observa-se um pico de demanda de potência equivalente a 159,90 kW entre 8 e 9 horas.

Figura 23 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 1 (Cenário 1).



Fonte: Do autor.

O carregamento dos VEs resulta em um consumo energético total de 1.293,40 kWh e um custo equivalente a R\$ 2.295,84. O montante de energia destinada à recarga e seu respectivo custo associado também remetem ao montante total de energia consumida pelo estacionamento e seu respectivo custo operacional total, uma vez que as demais cargas adicionais são desconsideradas.

Calcula-se o custo de degradação inicial ( $Cdeg_n^i$ ) para cada VE, de modo a contabilizar a degradação derivada do ciclo de recarga realizado em função do carregamento direto, conforme descrito por (29). Neste caso, a DoD a qual o ciclo é submetido é decorrente do uso do VE pelo proprietário previamente ao seu ingresso no estacionamento. Esse resultado serve de base comparativa para elucidar a diferença entre a estratégia de carregamento direto, a qual não considera o descarregamento dos VEs, com os métodos subsequentes. O detalhamento do consumo energético de cada VE bem como os estados de carga inicial, final e o custo de

degradação total das baterias para a estratégia de carregamento direto são sumarizados na Figura 44 do ANEXO B.

Apesar de atingir o SoC máximo possível dentro do período de estacionamento, a inexistência de uma estratégia de agendamento de horários de execução ou controle de potência pode não ser a melhor estratégia econômica, visto que o padrão de estacionamento demonstra que grande parte dos VEs permanecem estacionados por mais tempo do que o necessário para satisfazer uma recarga completa. Durante esta janela de tempo, os VEs tem potencial de participar de programas de agendamento em prol da redução do custo da recarga individual, ou então, redução do custo operacional total estacionamento, conforme demonstrado pelos casos subsequentes.

#### **7.4.2 Caso 2 - Método proposto**

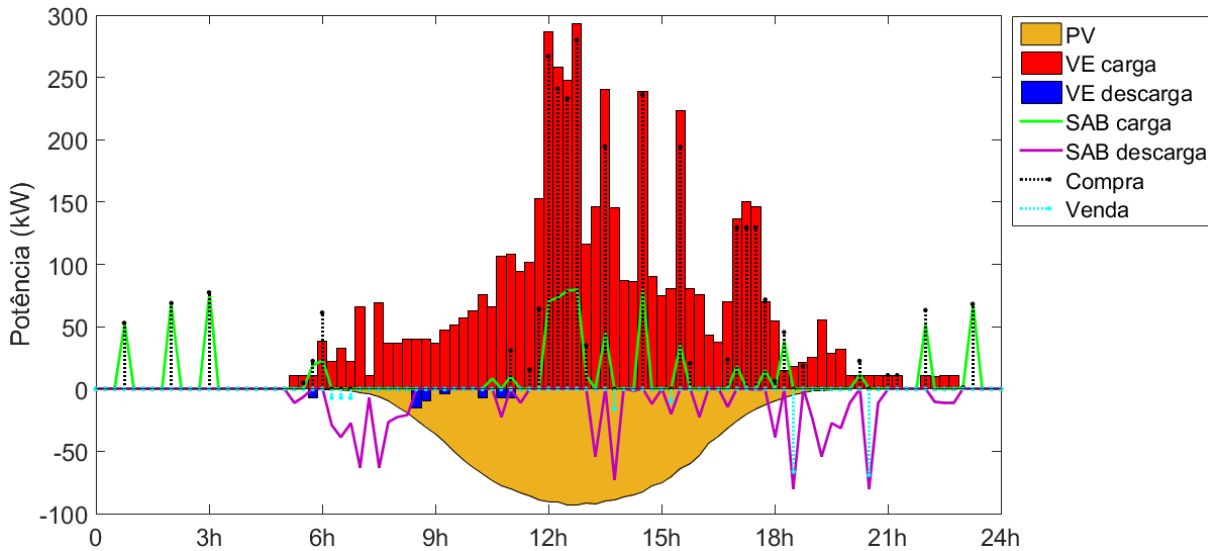
Este caso contempla a proposta desta tese. O diferencial em relação ao Caso 1 abrange dois aspectos principais: a configuração do estacionamento e o sistema de gerenciamento de energia. A configuração do estacionamento contempla geração fotovoltaica e SAB, os quais são despachados pelo SGI em associação ao descarregamento dos VEs e rede. Neste contexto, o SGI contempla todos os índices propostos como coeficientes das variáveis de decisão do problema de otimização. A função objetivo tem por finalidade maximizar as taxas de des/carregamento dos VEs, bem como determinar o despacho ótimo entre VEs, SAB e rede, conforme descrito por (14).

A formulação da função objetivo visa contemplar dois propósitos conflitantes: redução do tempo de carregamento e redução dos custos operacionais do estacionamento, conforme detalhado no Capítulo 4. Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO C. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 24.

Todos os requerimentos de recarga são satisfeitos em tempo hábil, cujo SoC final dos VEs para o Caso 2 é equivalente ao Caso 1, o qual tinha por objetivo a maximização desta variável. Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, quando comparado com o Caso 1, destacam-se dois fatores: arranjo de potência ao longo do tempo e pico de demanda. Mais precisamente, a concentração da ocorrência de carregamentos em instantes específicos ocasiona o aumento no pico de demanda de potência para carregamento, equivalente a 293 kW próximo às 13h. Esse fenômeno é justificado pela taxa de carregamento imposta a cada VE, variável de decisão do problema de otimização. A qual é governada pelo produto dos

coeficientes relativos às prioridades, sinais tarifários e degradação das baterias. Os três coeficientes são normalizados dentro do intervalo [0,1], remetendo a pesos iguais.

Figura 24 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 2 (Cenário 1).



Fonte: Do autor.

A formulação do índice de preferência pelos preços da energia explica a concentração de carregamentos nesses instantes de tempo, pois é regido pelos sinais tarifários, conforme ilustrado na Figura 25. Como resultado da maximização da taxa de carregamento, o agendamento ocorre preponderantemente em instantes de tempo compatíveis com os menores preços da tarifa de energia. Nestes períodos, o índice de preço ( $\tau_n^{c,j}$ ) é mais expressivo em detrimento aos outros coeficientes, incentivando a maximização da taxa de carregamento.

Apesar de pouco expressivo, o despacho de potência a partir dos VEs, governado pela taxa de descarregamento, ocorre preponderantemente em períodos compatíveis com custo elevado da tarifa de energia. Com exceção do período noturno, cuja ocupação do estacionamento é menor, além da proximidade com o horário de partida da maioria dos VEs. Apesar de apresentar tarifa vantajosa para descarregamento, esses fatores influenciam para que os outros coeficientes da taxa de descarregamento se tornem mais expressivos que o índice de preferência de preço da energia no período noturno, justificando a baixa expressividade.

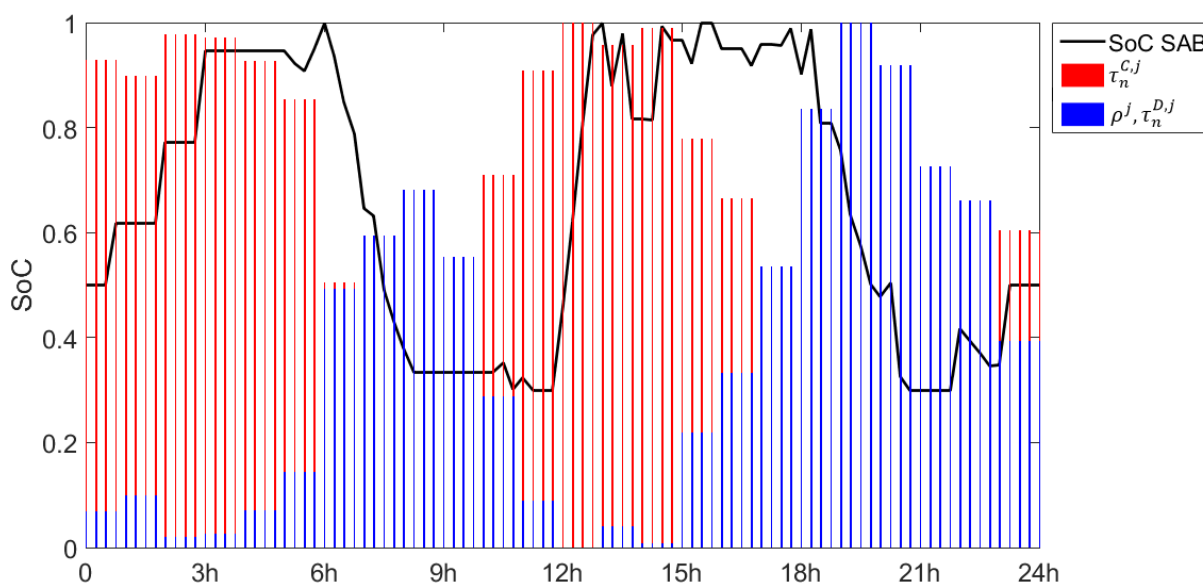
Além de ser governado pelo índice de degradação, outra razão pela qual há pouco despacho de potência a partir dos VEs se dá em função do condicionamento de descarga previamente a recarga. Isto é, em função do SGI restringir o descarregamento a apenas uma alteração de estado entre carga/descarga como mecanismo de preservação de vida útil da

bateria, verificou-se pouca vantagem em despachar energia dos VEs que se qualificam para descarregar. Essa característica é decorrente do produto entre os três coeficientes que governam a taxa de descarregamento.

Nas dimensões de análise de despacho de potência entre SAB e rede, verifica-se a influência do índice de preferência de preço da energia ( $\rho^j$ ). As taxas de des/carregamento do SAB e a potência de energia comprada/vendida à rede são governadas única e exclusivamente por este coeficiente. Neste sentido, a trajetória do SoC do SAB segue de acordo com o sinal tarifário, conforme ilustrado na Figura 25.

Essa característica fica clara quando observada a compra de energia da rede para carregamento do SAB próximo às 3h na Figura 24, período compatível com a redução do índice de preço observado no mesmo instante de tempo na Figura 25. Da mesma forma, quando o índice assume valores mais expressivos (i.e., próximo às 9 e 20h), o SGI programa o despacho do SAB e a venda de energia à rede. A restrição (39) garante o mesmo nível de SoC inicial e final para o SAB, equivalente a 50%.

Figura 25 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 2 (Cenário 1).



Fonte: Do autor.

O pico de demanda no ponto de conexão com a rede é menor que o pico de demanda para carregamento dos VEs, equivalente a 266,93 kW, pois parte da potência de recarga é suprida pela geração fotovoltaica. O despacho de potência da geração fotovoltaica segue de acordo com o balanço energético do sistema, de modo que a incorporação desta variável nas restrições garante sua participação plena. Isso significa que quando há geração disponível, a



potência é despachada para carregamento dos VEs em todos os instantes de tempo. Essa característica é observada pelo padrão de potência de carregamento dos VEs seguir a mesma característica do padrão de geração fotovoltaica, conforme pode ser observado na Figura 24. Em boa parte dos instantes de tempo onde há geração disponível, não ocorre compra de energia da rede. Caso a potência de carregamento dos VEs for inferior a energia gerada, os excedentes são armazenados no SAB ou injetados na rede.

Na dimensão de análise energética do estacionamento, verifica-se que a restrição de balanço energético é satisfeita corretamente. A Tabela 8 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada. O custo operacional do estacionamento é calculado a partir da subtração entre o custo de compra e o custo de venda de energia da rede, com acréscimo do custo de degradação das baterias a ser ressarcido aos proprietários dos VEs. Neste sentido, o custo operacional total do estacionamento para o Caso 2 é equivalente a R\$ 1.014,82 para o suprimento de 1293,40 kWh aos VEs, representando uma redução de 55,38% em relação ao Caso 1.

Tabela 8 – Consumo energético e custo relativo – Caso 2 (Cenário 1).

	<b>Energia (kWh)</b>	<b>Custo (relativo)</b>
<b>Carregamento VEs</b>	1307,96	R\$ 2.140,15
<b>Descarregamento VEs</b>	14,56	R\$ 27,09
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 9,63
<b>Carregamento SAB</b>	233,9	R\$ 360,12
<b>Descarregamento SAB</b>	233,9	R\$ 477,60
<b>Geração fotovoltaica</b>	631,03	R\$ 990,39
<b>Compra</b>	708,05	R\$ 1.105,57
<b>Venda</b>	45,68	R\$ 100,38

Fonte: Do autor.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 45 do ANEXO C. Nas Figuras 46 e 47 são sumarizados os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs, carregamento e descarregamento do SAB, geração fotovoltaica e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

A contabilização do custo de degradação das baterias se dá através do custo incorrido aos processos de descarregamento, de modo a ressarcir o proprietário do VE pelo uso de sua bateria. Em função do índice de degradação se basear em uma FDD e não em um custo, o custo de degradação total é calculado a parte da otimização, conforme (30), a fim de reduzir o custo

computacional requerido para solucionar o problema. A diferença entre o custo de degradação inicial e o custo de degradação final resulta no valor ressarcido pelo estacionamento ao proprietário do VE.

Importa ressaltar que a prioridade do SGI é maximizar as taxas de carregamento dos VEs para que eles possam ser carregados o mais rápido possível e o direito de recarga possa ser destinado ao próximo VE conectado. Entretanto, esse objetivo não invalida o fato do sistema contemplar a redução de custos em aquisição de energia, considerando a degradação das baterias dos VEs. Deste modo, com o arranjo de potência ilustrado na Figura 24, percebe-se que, na maioria dos intervalos, a potência para recarga é superior a potência requisitada a rede. A justificativa se dá pela contribuição de uma entre três fontes: potência de descarregamento de outros VEs, potência de descarregamento do SAB e/ou contribuição da GD fotovoltaica.

Neste contexto, torna-se interessante a avaliação do comportamento do SGI quando não há um SAB e/ou geração fotovoltaica para contribuir com o equacionamento energético, conforme os casos subsequentes.

#### 7.4.3 Caso 3 – SGI sem SAB

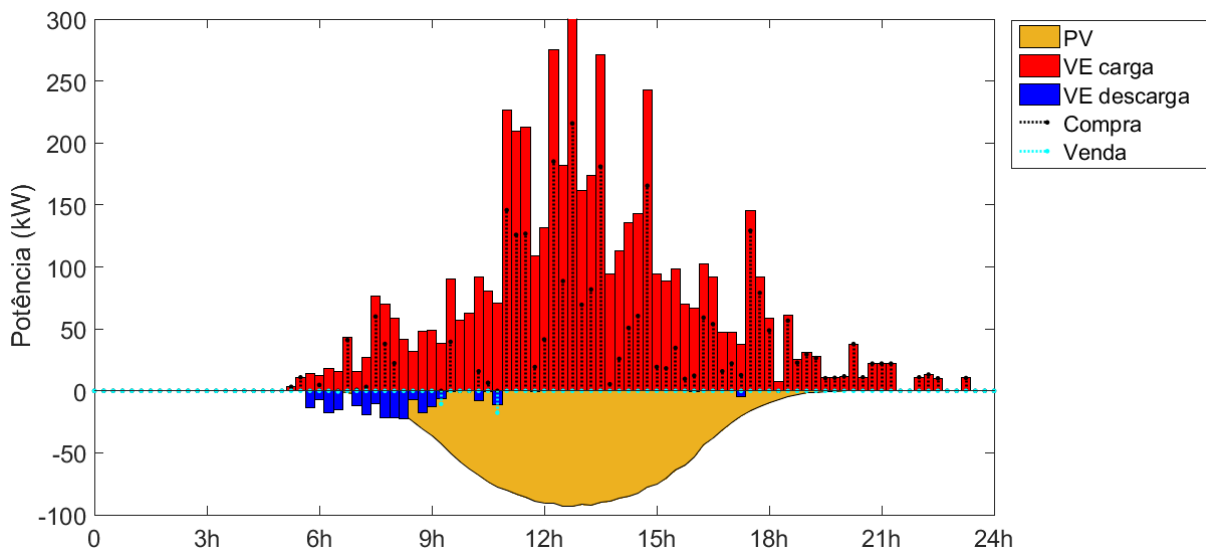
Este caso contempla o mesmo SGI do Caso 2, entretanto, o diferencial está na configuração do estacionamento, o qual não conta com um SAB. A formulação da função objetivo sofre uma pequena alteração, sem a consideração das taxas de des/carregamento do SAB, conforme (45).

$$\max \phi^k = \sum_{j=k}^J \left[ \sum_{n=1}^N (C_n^j \cdot P_n^{C,máx} \cdot \rho_n^{C,j} \cdot \tau_n^{C,j} \cdot \gamma_n^{C,j} + D_n^j \cdot P_n^{D,máx} \cdot \rho_n^{D,j} \cdot \tau_n^{D,j} \cdot \gamma_n^{D,j}) + \rho^j (P_{rede}^{V,j} - P_{rede}^{C,j}) \right] \quad (45)$$

O balanço energético do estacionamento é equacionado conforme (46), e as demais restrições seguem de acordo com a modelagem apresentada no Capítulo 4, com exceção daquelas relativas ao SAB, as quais são desconsideradas. Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO D. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 26.

$$P_{rede}^{V,j} + \sum_{n=1}^N C_n^j P_n^{C,máx} = P_{FV}^j + P_{rede}^{C,j} + \sum_{n=1}^N D_n^j P_n^{C,máx}, j = k, \dots, J \quad (46)$$

Figura 26 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 3 (Cenário 1).



Fonte: Do autor.

Assim como no Caso 1, todos os requerimentos de recarga são satisfeitos em tempo hábil. Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, percebe-se o mesmo padrão de carregamentos do Caso 2, em função do resultado do produto entre os coeficientes relativos às prioridades, sinais tarifários e degradação das baterias governarem a maximização da taxa de carregamento. A mesma influência preponderante do índice de preferência pelos preços da energia resulta em um pico de demanda de potência de carregamento equivalente a 308,80 kW próximo às 13h, ligeiramente superior ao Caso 2.

Em contrapartida, a inexistência de um SAB induz a uma maior participação de despacho de potência a partir dos VEs. O descarregamento é incentivado previamente ao carregamento, a partir do produto entre os coeficientes de prioridades, sinais tarifários e degradação das baterias, os quais maximizam a taxa de descarregamento dos VEs.

Na dimensão de análise de despacho de potência da rede, verifica-se a influência do índice de preferência de preço da energia ( $\rho^j$ ) para carregamento dos VEs. O pico de demanda requisitada a rede é equivalente a 215,81 kW próximo às 13h, cuja redução em comparação a potência de carregamento se dá em função da contribuição da geração fotovoltaica. A venda de energia à rede ocorre em apenas dois instantes de tempo, motivados pelos excedentes de geração fotovoltaica e descarregamento de VEs. A Tabela 9 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada.

Tabela 9 – Consumo energético e custo relativo – Caso 3 (Cenário 1).

	Energia (kWh)	Custo (relativo)
<b>Carregamento VEs</b>	1351,13	R\$ 2.195,69
<b>Descarregamento VEs</b>	57,72	R\$ 114,49
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 50,28
<b>Geração fotovoltaica</b>	631,03	R\$ 990,39
<b>Compra</b>	669,58	R\$ 1.103,81
<b>Venda</b>	7,21	R\$ 13,00

Fonte: Do autor.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 48 do ANEXO D. Nas Figuras 49 e 50 são sumarizados os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs, geração fotovoltaica e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

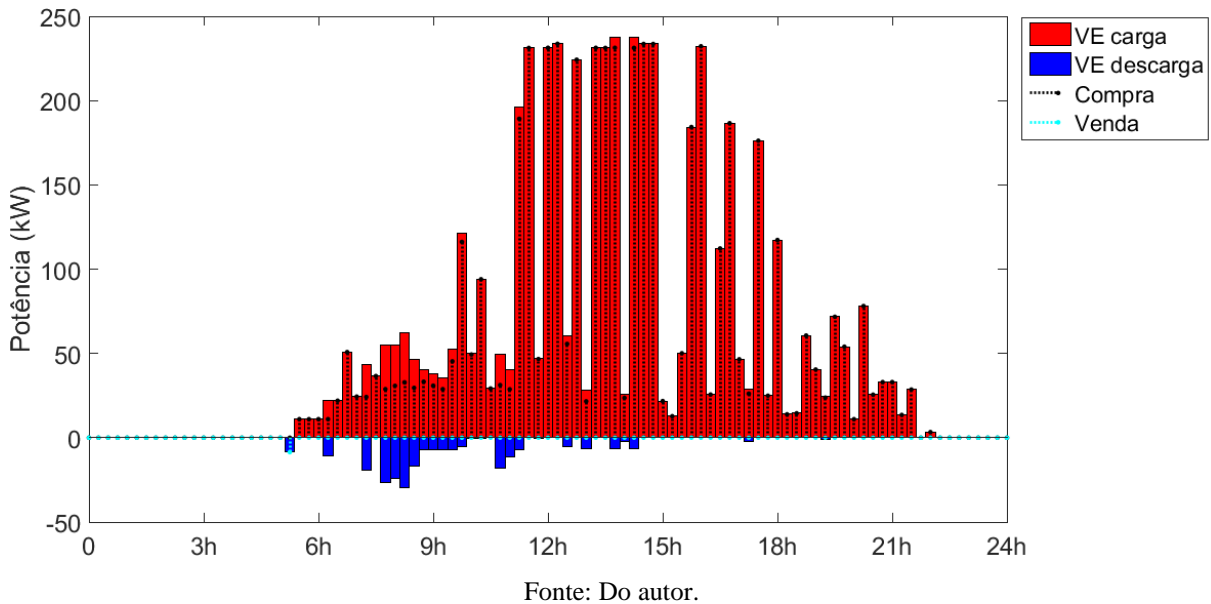
Neste caso, o custo de degradação das baterias sofreu aumento em decorrência do maior despacho de potência a partir dos VEs em comparação com o Caso 2. A inexistência de um SAB também contribui para o aumento do custo operacional total do estacionamento, equivalente a R\$ 1.141,09 para o suprimento de 1293,40 kWh aos VEs. Com base nisso, a configuração do estacionamento sem o SAB refletiu aumento no custo operacional do estacionamento em comparação ao Caso 2, mas ainda apresenta uma redução em relação ao custo operacional quando comparado ao Caso 1.

#### 7.4.4 Caso 4 – SGI sem SAB e sem geração fotovoltaica

Este caso contempla o mesmo SGI do Caso 3, entretanto, o diferencial está na configuração do estacionamento, o qual não conta com o sistema de geração fotovoltaica. A formulação da função objetivo permanece a mesma do Caso 3, porém, a restrição de balanço energético sofre alteração, conforme (47). Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO E. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 27.

$$P_{rede}^{V,j} + \sum_{n=1}^N C_n^j P_n^{C,máx} = P_{rede}^{C,j} + \sum_{n=1}^N D_n^j P_n^{C,máx}, j = k, \dots, J \quad (47)$$

Figura 27 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 4 (Cenário 1).



Assim como nos outros casos, todos os requerimentos de recarga são satisfeitos em tempo hábil. Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, percebe-se um padrão de carregamento diferente em relação aos Casos 2 e 3. Ao contrário destes casos, cujo padrão de carregamento dos VEs se apresentou semelhante ao padrão de geração fotovoltaica, no Caso 4 esse fenômeno não acontece. Percebe-se que a maior parte do despacho de potência para carregamento é proveniente da rede, com exceção dos instantes de tempo onde o SGI despacha energia a partir dos VEs em modo V2V. Nestes casos, a maximização das taxas de des/carregamento são mais próximas ao padrão característico dos índices de preferência pelos preços da energia para des/carregamento.

Ocorre redução do pico de demanda de potência, equivalente a 237,7 kW, para o carregamento dos VEs em relação aos Casos 2 e 3, entretanto, aumento em relação ao Caso 1. Para a potência demandada da rede, verifica-se redução do pico em relação ao Caso 2, mas aumento em relação aos Casos 1 e 3, equivalente a 231,3 kW. A venda de energia à rede só ocorre em um único instante de tempo, em função do despacho de potência dos VEs. Ainda que pouco expressiva, ocorre próximo ao instante de tempo de conexão dos VEs e justifica a leve redução de demanda de pico entre potência de carregamento e importação de potência da rede. A Tabela 10 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada.

Tabela 10 – Consumo energético e custo relativo – Caso 4 (Cenário 1).

	Energia (kWh)	Custo (relativo)
<b>Carregamento VEs</b>	1352,35	R\$ 2.263,00
<b>Descarregamento VEs</b>	-58,94	R\$ 111,78
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 50,09
<b>Compra</b>	1295,55	R\$ 2.154,45
<b>Venda</b>	2,14	R\$ 3,24

Fonte: Do autor.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 51 do ANEXO E. Nas Figuras 52 e 53 são sumarizados os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

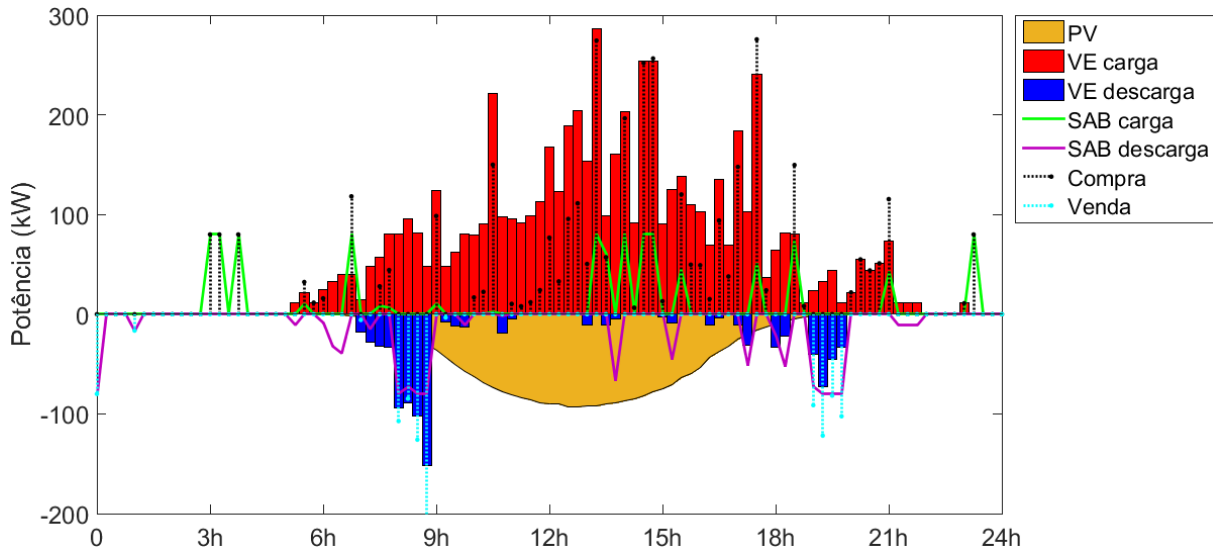
Neste caso, o custo de degradação das baterias foi semelhante ao Caso 3, onde verificou-se aumento em decorrência do maior despacho de potência a partir dos VEs em comparação com o Caso 2. Sendo assim, o custo operacional total do estacionamento para o Caso 4 é equivalente a R\$ 2.201,30 para o suprimento de 1293,40 kWh aos VEs. Verifica-se um aumento considerável em relação ao Caso 3 em função de não contar com a contribuição da geração fotovoltaica. Com base nisso, a configuração do estacionamento sem geração fotovoltaica e sem o SAB refletiu um aumento do custo operacional do estacionamento em relação aos Casos 2 e 3. Entretanto, verifica-se uma redução em relação ao custo operacional do estacionamento no Caso 1, decorrente do despacho de potência dos VEs em operações V2V e V2G.

#### 7.4.5 Caso 5 – SGI sem índice de degradação

Este caso contempla a mesma configuração de estacionamento ao Caso 2, com SAB e geração fotovoltaica. Entretanto, não é consciente da degradação das baterias dos VEs, uma vez que não contempla o índice de degradação na formulação da função objetivo, nem as restrições que previnem degradação acentuada. A função objetivo tem por finalidade maximizar as taxas de des/carregamento dos VEs, bem como determinar o despacho ótimo entre VEs, SAB e rede, conforme (48). As demais restrições não sofrem alteração. Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO F. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 28.

$$\max \phi^k = \sum_{j=k}^J \left[ \sum_{n=1}^N \left( C_n^j \cdot P_n^{C,máx} \cdot \rho_n^{C,j} \cdot \tau_n^{C,j} + D_n^j \cdot P_n^{D,máx} \cdot \rho_n^{D,j} \cdot \tau_n^{D,j} \right) + \rho^j (D_{SAB}^j \cdot P_{SAB}^{D,máx} - C_{SAB}^j \cdot P_{SAB}^{C,máx}) + \rho^j (P_{rede}^{V,j} - P_{rede}^{C,j}) \right] \quad (48)$$

Figura 28 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 5 (Cenário 1).



Fonte: Do autor.

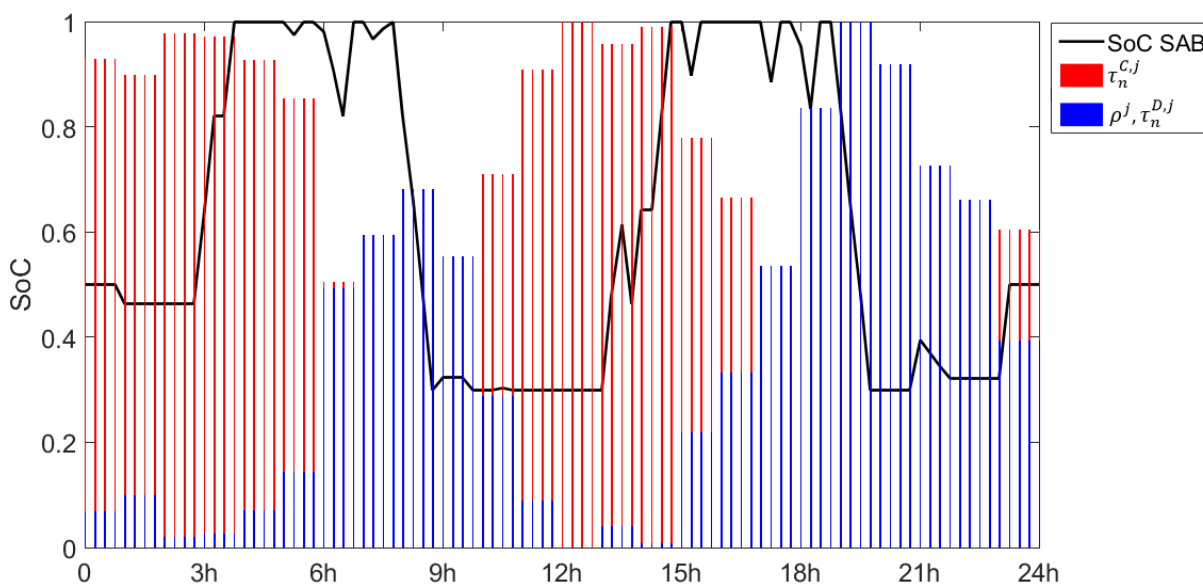
Todos os requerimentos de recarga são satisfeitos em tempo hábil. Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, quando comparado com o Caso 2, destacam-se dois fatores: aumento considerável de despacho de potência a partir dos VEs e venda de energia à rede. Neste caso, enquanto que o SGI prioriza o despacho de geração fotovoltaica para carregamento dos VEs, também há preferência para despacho de potência a partir dos VEs para a rede, em conjunto com o SAB. Ditadas pelo índice de preferência de preços da energia, as taxas de descarregamento dos VEs e do SAB são maximizadas nos instantes de tempo compatíveis com a redução na tarifa de energia.

Por não considerar o índice de degradação, além do índice de preço da energia, a taxa de descarregamento dos VEs é influenciada pelas prioridades de descarregamento, as quais são mais altas para aqueles VEs que possuem maior SoC e maior tempo disponível no estacionamento. Esse fato corrobora a preferência pelo despacho dos VEs em função de não haver limitação de descarregamento decorrente da degradação. Lembrando que o índice de degradação reflete o aumento da FDD para altos níveis de SoC, limitando o despacho dos VEs

nos Casos 2, 3 e 4. Sem a consideração deste fator, verificam-se várias trocas de estado entre carregamento e descarregamento dos VEs no Caso 5, pois não há restrição neste sentido.

Observa-se um pico de 286,8 kW próximo às 13h para carregamento e 275,7 kW para potência requisitada à rede próximo às 17h. A formulação do índice de preferência pelos preços da energia explica a concentração de carregamentos nesses instantes de tempo, pois é regido pelos sinais tarifários, conforme ilustrado na Figura 29. Destaque para a injeção de 215 kW de potência na rede próximo às 9h, fenômeno que não havia ocorrido nos outros casos com a mesma intensidade. Como resultado da maximização da taxa de descarregamento, o agendamento ocorre preponderantemente em instantes de tempo compatíveis com os maiores preços da tarifa de energia.

Figura 29 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 5 (Cenário 1).



Fonte: Do autor.

O despacho de potência da geração fotovoltaica segue de acordo com os mesmos padrões verificados nos Casos 2 e 3. Na dimensão de análise energética do estacionamento, verifica-se que a restrição de balanço energético é satisfeita corretamente. A Tabela 11 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada. O custo operacional total do estacionamento para o Caso 5 é equivalente a R\$ 1.125,58 para o suprimento de 1293,40 kWh aos VEs, representando um aumento em relação ao Caso 2, porém, redução em relação aos Casos 1, 3 e 4.



Tabela 11 – Consumo energético e custo relativo – Caso 5.

	<b>Energia (kWh)</b>	<b>Custo (relativo)</b>
<b>Carregamento VEs</b>	1529,33	R\$ 2.602,59
<b>Descarregamento VEs</b>	235,93	R\$ 509,89
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 192,42
<b>Carregamento SAB</b>	257,67	R\$ 414,36
<b>Descarregamento SAB</b>	257,68	R\$ 583,51
<b>Geração fotovoltaica</b>	631,03	R\$ 990,39
<b>Compra</b>	901,26	R\$ 1.508,30
<b>Venda</b>	258,89	R\$ 575,15

Fonte: Do autor.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 54 do ANEXO F. Nas Figuras 55 e 56 são sumarizados os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs, carregamento e descarregamento do SAB, geração fotovoltaica e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

A desconsideração do índice de degradação acarreta em um uso maior da capacidade de potência das baterias dos VEs, onde verifica-se a ocorrência de várias trocas de estado entre carregamento e descarregamento. Esse fator gera um considerável aumento no custo de degradação total das baterias dos VEs. Em função destes custos serem ressarcidos aos proprietários, são somados ao custo operacional total do estacionamento. Apesar do aumento no custo de degradação, os sinais tarifários provenientes do índice de preferência pelos preços da energia manipulam a capacidade das baterias dos VEs em conjunto com o SAB, de modo a propiciar vantagem econômica no exercício de compra/venda de energia.

#### 7.4.6 Síntese dos resultados – Cenário 1

A partir da comparação entre as características energéticas e econômicas dos casos apresentados, a Tabela 12 sumariza os resultados do Cenário 1. A energia destinada à recarga dos VEs refere-se à subtração entre a energia dos carregamentos e descarregamentos. Como resultado, tem-se a energia necessária para satisfazer o SoC ao final do horizonte de tempo da otimização. O custo da energia se refere a diferença entre a energia comprada e vendida à rede. O custo operacional do estacionamento é proveniente da soma entre o custo da energia e a degradação das baterias, a qual deve ser ressarcida aos proprietários dos VEs.

Tabela 12 – Síntese dos resultados do Cenário 1.

Cenário 1	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
<b>Energia (kWh)</b>	1.293,40	1.293,40	1.293,40	1.293,40	1.293,40
<b>Custo energia</b>	R\$ 2.295,84	R\$ 1.014,82	R\$ 1.141,09	R\$ 2.201,30	R\$ 1.125,58
<b>Degradação</b>	-	R\$ 9,63	R\$ 50,28	R\$ 50,09	R\$ 192,42
<b>Custo operação</b>	R\$ 2.295,84	R\$ 1.024,46	R\$ 1.191,37	R\$ 2.251,40	R\$ 1.317,99
<b>%</b>	-	-55,38%	-48,11%	-1,94%	-42,59%

Fonte: Do autor.

O montante de energia necessária para satisfazer o SoC é igual para todos os casos, uma vez que os requerimentos de carregamento são satisfeitos. Isto significa que o SoC final dos VEs é igual para todos os casos, comprovando a eficácia de ambas estratégias de maximização de SoC no Caso 1 e maximização da taxa de carregamento para os Casos 2 ao 5. Entretanto, o custo da energia comprada da rede difere de caso a caso. Por não contar com SAB ou geração fotovoltaica, muito menos com um sistema de gerenciamento orientado pelo preço, o Caso 1 é o que apresenta maior custo operacional para o estacionamento.

Destaque para o Caso 2, o qual apresenta o menor custo operacional em paralelo ao menor custo de degradação das baterias dos VEs, em função da efetividade do índice de degradação. Parte da contribuição para redução do custo operacional se dá em função da união entre os sistemas de geração fotovoltaica com armazenamento. A situação que não considera esses elementos no estacionamento (i.e., Caso 4), mas que considera aspectos de degradação das baterias dos VEs, resulta em uma economia de apenas 1,94% em relação ao Caso 1.

Verifica-se que a configuração sem armazenamento (Caso 3) é mais vantajosa em detrimento a estratégia que não considera a degradação das baterias dos VEs como diretriz de gerenciamento energético (Caso 5). Neste último caso, o custo de degradação, quando considerado e ressarcido aos proprietários dos VEs, acaba sendo elevado em função do número de ciclos submetidos as baterias. Caso não fosse contabilizado, teria um resultado melhor que o Caso 3.

## 7.5 CENÁRIO 2

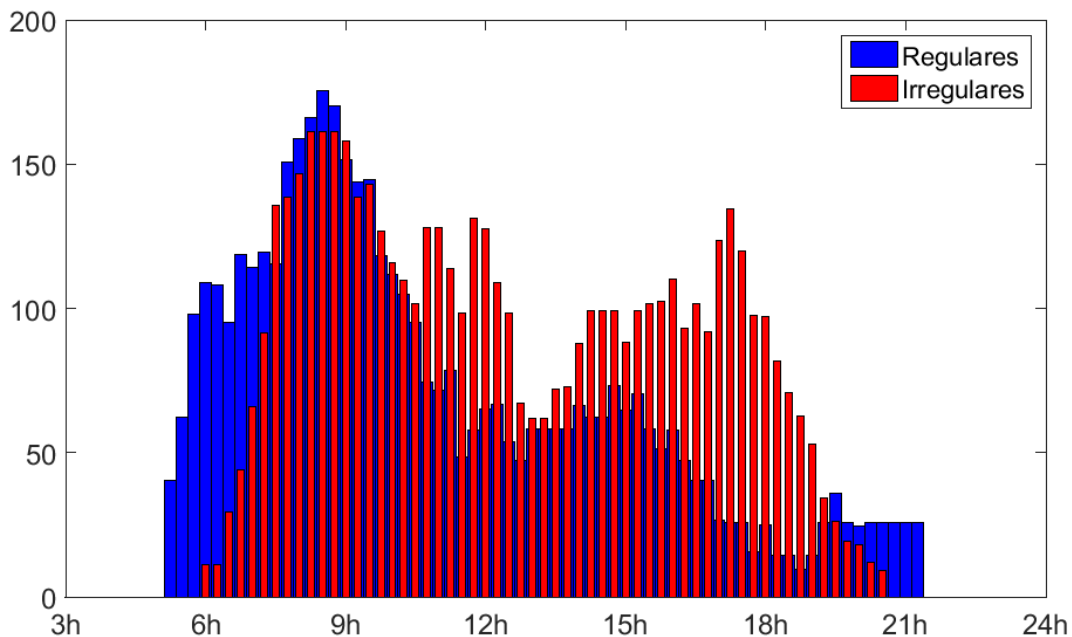
O Cenário 2 consiste no agendamento do carregamento de  $N = 100$  VEs que passam pelo estacionamento ao longo do dia, para um total de  $M = 60$  plugues disponíveis. É considerado um sistema de geração fotovoltaica de 120 kWp e um sistema de armazenamento por baterias de íons de lítio de 95 kWh de capacidade e 80 kW de potência comercialmente

disponível no mercado atual. As subseções a seguir visam a apresentação dos resultados a partir da mesma formulação descrita no Cenário 1 para todos os casos, portanto, a título de síntese não serão apresentadas novamente. As comparações, ao invés de se restringirem entre os diferentes casos, são apresentadas também em função dos diferentes cenários.

### 7.5.1 Caso 1 – Carregamento direto

A estratégia de carregamento direto para  $N = 100$  VEs é solucionada por meio do *solver* CPLEX, cujos resultados da otimização são encontrados no ANEXO G. O perfil de potência dos VEs, segregados entre usuários regulares e irregulares é apresentado na Figura 30. Para os usuários regulares, observa-se que o período de ocorrência da maior demanda situa-se entre as 7 e 10 horas, seguindo o padrão da SMC apresentado na Figura 14. Para os usuários irregulares, a ocorrência de conexões é mais distribuída ao longo do tempo, seguindo a característica da distribuição de probabilidades uniformemente distribuída.

Figura 30 – Perfil de potência VEs regulares/irregulares – Caso 1 (Cenário 2).



Fonte: Do autor.

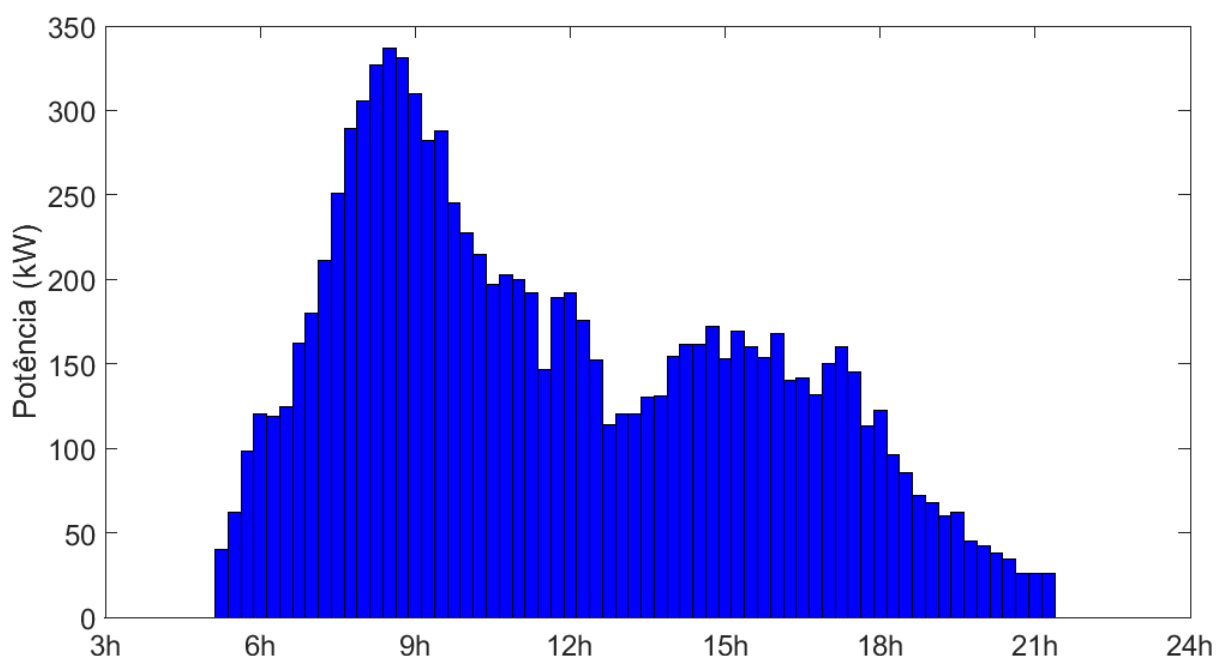
A justificativa da característica semelhante ao perfil de potência do Cenário 1 é em função do critério de convergência adotado na SMC. Observa-se que a partir de 1000 rodadas de simulações para a geração dos números aleatórios, o valor da variável de saída converge aos valores correspondentes as probabilidades de conexão, de maneira a se estabilizar sobre uma mesma distribuição, porém, não sobre um mesmo valor. Isso significa que a cada nova rodada

de simulação obtém-se valores diferentes para o conjunto de saída, mas a forma gráfica é semelhante em função do número de iterações pré-definido.

A trajetória de potência da recarga de cada VE é definida em função da taxa de carregamento, que neste caso, é constante. O resultado da demanda total do estacionamento é apresentado na Figura 31, onde observa-se um pico equivalente a aproximadamente 336,53 kW próximo às 9 horas, em decorrência do carregamento simultâneo de múltiplos VEs.

Em comparação ao Cenário 1, observa-se o acréscimo da demanda total de energia e potência do estacionamento, em função do aumento dos participantes e, conseqüentemente, requerimentos de recarga. O carregamento dos VEs resulta em um consumo energético total de 2506,61 kWh e um custo equivalente a R\$ 4.554,70. O montante de energia destinada à recarga e seu respectivo custo associado também remetem ao montante total de energia consumida pelo estacionamento e seu respectivo custo operacional total, uma vez que as demais cargas adicionais são desconsideradas. O detalhamento do consumo energético de cada VE bem como os estados de carga inicial, final e o custo de degradação total das baterias para a estratégia de carregamento direto são sumarizados na Figura 57 do ANEXO G.

Figura 31 - Perfil de potência do estacionamento – Caso 1 (Cenário 2).

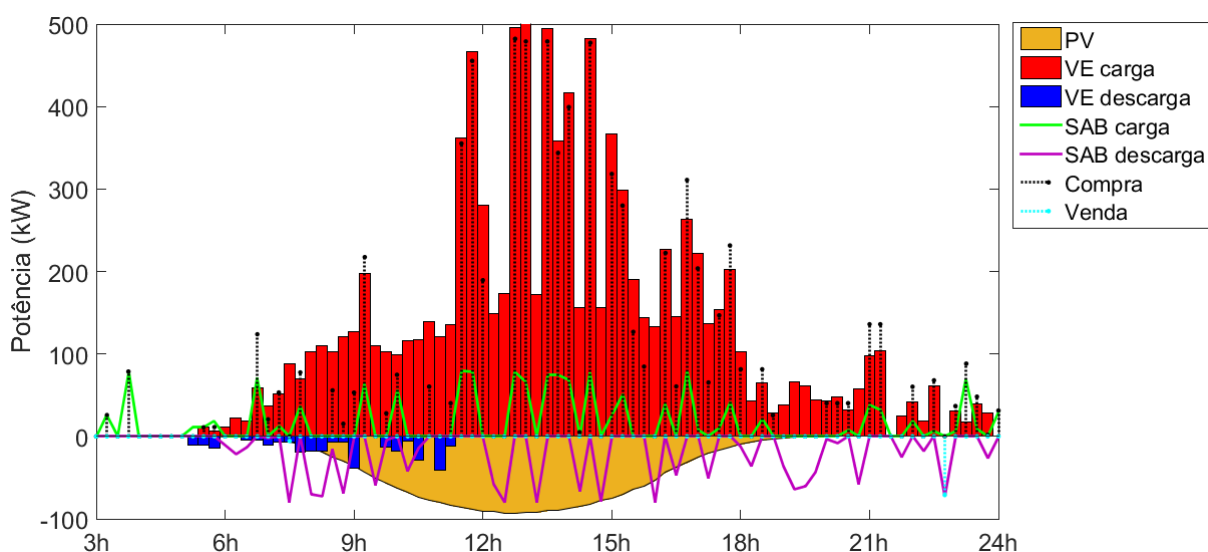


Fonte: Do autor.

### 7.5.2 Caso 2 - Método proposto

Este caso contempla a estratégia completa de gerenciamento energético do estacionamento, cuja função objetivo tem por finalidade maximizar as taxas de des/carregamento dos VEs, bem como determinar o despacho ótimo entre VEs, SAB e rede. Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO H. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 32.

Figura 32 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 2 (Cenário 2).



Fonte: Do autor.

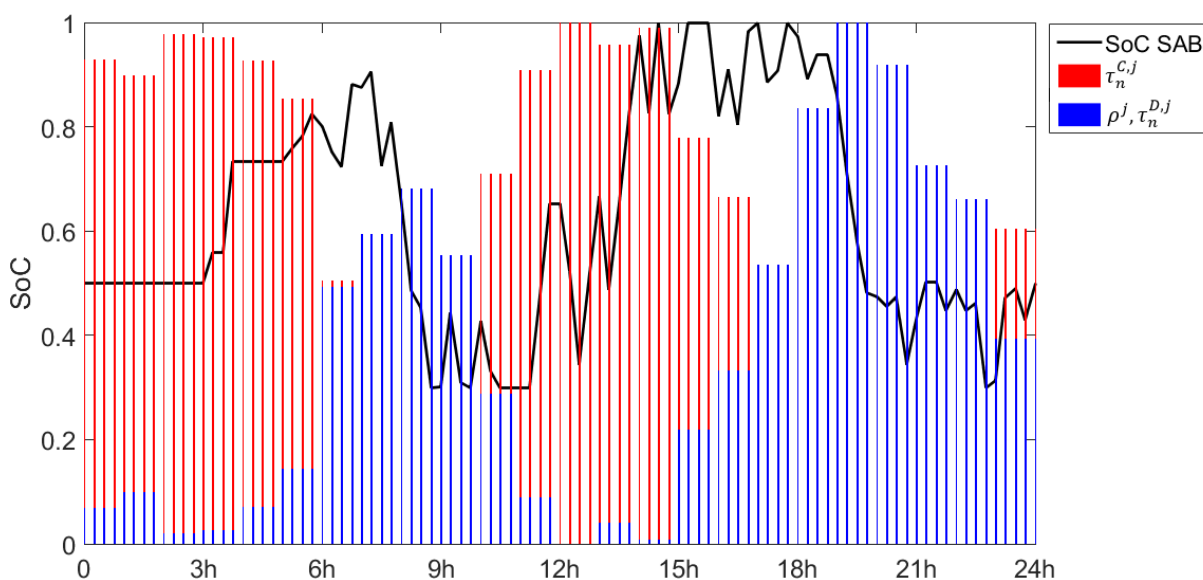
Embora o número de participantes do estacionamento seja condizente com a ocupação máxima dos carregadores, todos os requerimentos de recarga foram satisfeitos. Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, os picos de demanda de potência, apesar do patamar superior, ocorrem em intervalos de tempo semelhantes ao Caso 2 do Cenário 1, em decorrência do mesmo motivo: a influência dos coeficientes da taxa de carregamento. Com proeminência do índice de preço da energia, os carregamentos são governados pelos sinais tarifários em função da redução do custo da recarga. Por esse motivo, os horários de maior demanda diferem do Caso 1.

Em função do maior número de participantes, o SGI despacha uma maior quantidade de potência a partir dos VEs neste cenário. A mesma característica é observada para o despacho de potência do SAB. Tanto na Figura 32 quanto na Figura 33 é possível observar o aumento da

troca de estados entre carga e descarga do SAB, bem como a redução de energia vendida à rede. Esses fenômenos ocorrem em função do aumento da demanda para recarga.

A influência do índice de preferência de preço da energia é recorrente no despacho de potência neste cenário. Essa característica fica clara quando observada a compra de energia da rede para carregamento do SAB e dos VEs em períodos compatíveis com o índice de preço da tarifa.

Figura 33 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 2 (Cenário 2).



Fonte: Do autor.

O pico de demanda é equivalente a 505,2 kW para carregamento e 482 kW para a potência requisitada da rede, próximo às 13h, pois parte da potência de recarga é suprida pela geração fotovoltaica. O despacho de potência da geração fotovoltaica segue o mesmo padrão do Cenário 1, refletida no padrão de carregamento.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 58 do ANEXO H. Nas figuras 59 e 60 são sumarizados os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs, geração fotovoltaica e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

Na dimensão de análise energética do estacionamento, verifica-se que a restrição de balanço energético é satisfeita corretamente. A Tabela 13 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada. O

custo operacional total do estacionamento para o Caso 2 é equivalente a R\$ 3.111,32 para o suprimento de 2.506,61 kWh aos VEs.

Tabela 13 – Consumo energético e custo relativo – Caso 2 (Cenário 2).

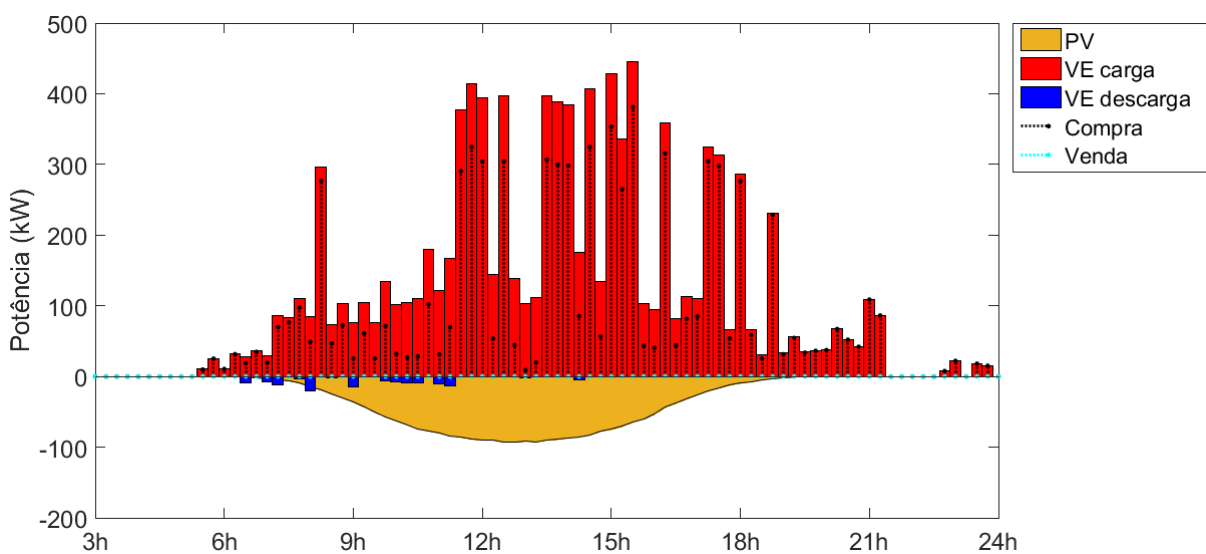
	Energia (kWh)	Custo (relativo)
<b>Carregamento VEs</b>	2579,77	R\$ 4.295,47
<b>Descarregamento VEs</b>	73,16	R\$ 132,57
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 48,81
<b>Carregamento SAB</b>	370,38	R\$ 607,98
<b>Descarregamento SAB</b>	370,38	R\$ 717,98
<b>Geração fotovoltaica</b>	631,03	R\$ 990,39
<b>Compra</b>	1894,74	R\$ 3.103,10
<b>Venda</b>	19,16	R\$ 40,59

Fonte: Do autor.

### 7.5.3 Caso 3 – SGI sem SAB

Seguindo a modelagem adotada no Caso 3 do Cenário 1, a configuração do estacionamento não conta com um SAB. Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO I. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 34.

Figura 34 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 3 (Cenário 2).



Fonte: Do autor.

Assim como no Caso 1, todos os requerimentos de recarga são satisfeitos em tempo hábil. Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, percebe-se a baixa participação dos VEs em situação de descarregamento. Entretanto, percebe-se o mesmo padrão de carregamentos do Caso 2. A mesma influência preponderante do índice de preferência pelos preços da energia resulta em um pico de demanda de potência de carregamento equivalente a 444,90 kW próximo às 15:30h, ligeiramente inferior ao Caso 2.

Na dimensão de análise de despacho de potência da rede, verifica-se a influência do índice de preferência de preço da energia ( $\rho^j$ ) para carregamento dos VEs. O pico de demanda requisitada a rede é equivalente a 381 kW próximo às 15:30h, cuja redução em comparação a potência de carregamento se dá em função da contribuição da geração fotovoltaica. Não há venda de energia à rede em nenhum instante de tempo, justificada pelo aumento da demanda de carregamento em relação ao Cenário 1. A Tabela 14 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada.

Tabela 14 – Consumo energético e custo relativo – Caso 3 (Cenário 2).

	<b>Energia (kWh)</b>	<b>Custo (relativo)</b>
<b>Carregamento VEs</b>	2540,1	R\$ 4.320,87
<b>Descarregamento VEs</b>	33,52	R\$ 61,35
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 29,42
<b>Geração fotovoltaica</b>	631,03	R\$ 990,39
<b>Compra</b>	1875,6	R\$ 3.269,13
<b>Venda</b>	0	R\$ 0,00

Fonte: Do autor.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 61 do ANEXO I. Na figura 62 é sumarizado os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs, geração fotovoltaica e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

Neste caso, o custo de degradação das baterias sofreu redução em decorrência do menor despacho de potência a partir dos VEs em comparação com o Caso 2. Sendo assim, o custo operacional total do estacionamento para o Caso 3 é equivalente a R\$ 3.298,55 para o suprimento de 2.506,61 kWh aos VEs. Com base nisso, a configuração do estacionamento sem o SAB refletiu no aumento do custo operacional do estacionamento em comparação ao Caso 2, mas ainda apresenta uma redução em relação ao Caso 1.

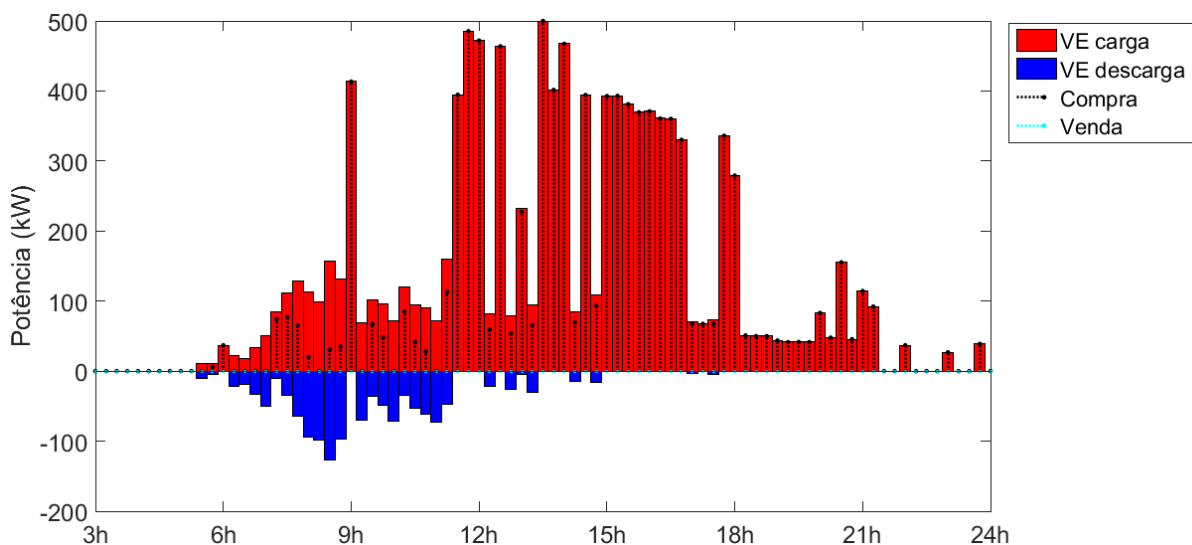


Destaque para a redução do custo de depreciação neste caso em relação ao Caso 2, em função da menor participação dos VEs no despacho de potência. Este fenômeno é justificado em função do despacho da potência dos VEs para carregamento do SAB no Caso 2, em função do custo da tarifa de energia. Neste caso, o despacho dos VEs é exclusivamente para o carregamento de outros VEs por meio da operação V2V, uma vez que não há venda de energia para a rede.

#### 7.5.4 Caso 4 – SGI sem SAB e sem geração fotovoltaica

Seguindo a modelagem adotada no Caso 4 do Cenário 1, o estacionamento não conta com o sistema de geração fotovoltaica no presente cenário. Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO J. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 35.

Figura 35 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 4 (Cenário 2).



Fonte: Do autor.

Assim como nos outros casos, todos os requerimentos de recarga são satisfeitos em tempo hábil. Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, percebe-se um padrão de carregamento semelhante ao Caso 4 do Cenário 1. O aumento no despacho de potência V2V em relação aos Casos 2 e 3 se dá em função da falta do suporte oferecido pela geração fotovoltaica e SAB.

Ocorre aumento do pico de demanda de potência em relação ao Caso 3, equivalente a 500 kW tanto para o carregamento dos VEs quanto para a energia importada da rede, ambos próximo às 13:30h. Entretanto, verifica-se redução em relação ao Caso 1 e mesmo valor em

relação ao Caso 2. Não há venda de energia à rede. A Tabela 15 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 63 do ANEXO J. Na Figura 64 é sumarizado os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs, geração fotovoltaica e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

Tabela 15 – Consumo energético e custo relativo – Caso 4 (Cenário 2).

	<b>Energia (kWh)</b>	<b>Custo (relativo)</b>
<b>Carregamento VEs</b>	2826,60	R\$ 4.796,51
<b>Descarregamento VEs</b>	319,97	R\$ 601,12
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 261,90
<b>Compra</b>	2506,60	R\$ 4.195,39
<b>Venda</b>	0,00	R\$ 0,00

Fonte: Do autor.

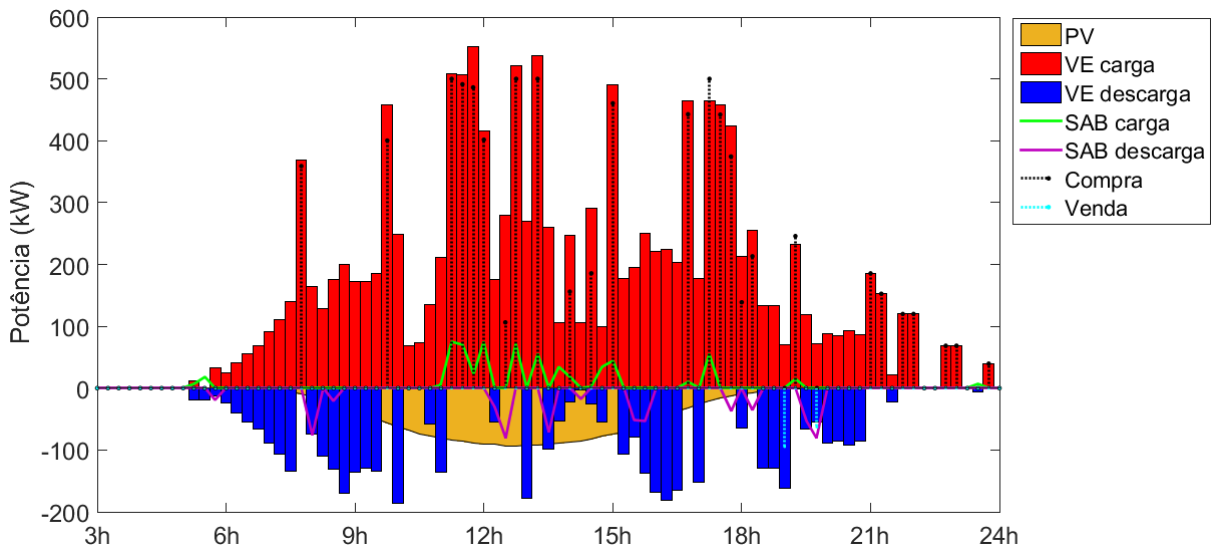
Neste caso, o custo de degradação das baterias foi superior aos Casos 2 e 3, assim como o custo operacional total do estacionamento, equivalente a R\$ 4.457,29 para o suprimento de 2.506,61 kWh aos VEs. Esse aumento considerável em relação aos Casos 2 e 3 é justificado pela falta de suporte da geração fotovoltaica com armazenamento. Neste caso, o custo operacional total é semelhante ao Caso 1, referente a estratégia de carregamento direto.

### 7.5.5 Caso 5 – SGI sem índice de degradação

Este caso contempla a mesma configuração de estacionamento ao Caso 2, com SAB e geração fotovoltaica. Entretanto, não é consciente da degradação das baterias dos VEs, uma vez que não contempla o índice de degradação na formulação da função objetivo, nem as restrições que previnem degradação acentuada. A função objetivo e as restrições seguem a mesma modelagem do Caso 5 do Cenário 1.

Por envolver restrições não lineares, o problema de otimização foi solucionado por meio do *solver* SNOPT, cujos resultados são encontrados no ANEXO K. O perfil de potência do estacionamento é ilustrado na Figura 36.

Figura 36 – Perfil de potência do estacionamento – Caso 5 (Cenário 2).



Fonte: Do autor.

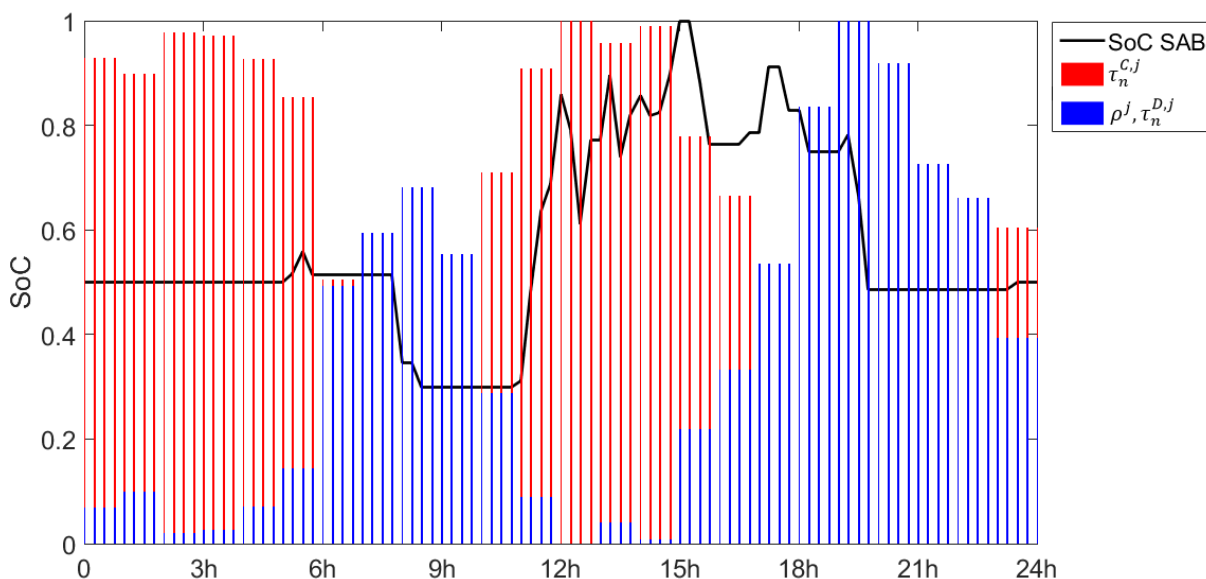
Na dimensão de análise de despacho de potência dos VEs, quando comparado com o Caso 2, destaca-se o aumento considerável da exploração da capacidade de potência. Em comparação ao Caso 5 do Cenário 1, fica evidente a maior participação dos VEs em função do número de participantes, entretanto, os picos de demanda de descarregamento são compatíveis. Essa característica é explicada pelas limitações de potência máxima admissível pelos VEs e/ou carregadores.

A venda de energia à rede é pouco expressiva, motivada pelo maior número de participantes no estacionamento, os quais absorvem a potência V2V para carregamento. Na mesma linha, o carregamento do SAB é menos expressivo em comparação ao Caso 2 deste cenário, bem como em relação ao Caso 5 do Cenário 1. A energia transferida pelo SAB é reduzida por quase a metade no presente caso. A justificativa se dá em função da maior capacidade de armazenamento provida pelos VEs. Ao contrário do Caso 2, o qual explora de maneira mais expressiva a capacidade do SAB em função das limitações de utilização dos VEs para redução da degradação das baterias. Em contrapartida, por não dispor da capacidade de potência em função do menor número de participantes, no Caso 5 do Cenário 1 o SAB é mais explorado que o presente caso.

A análise da trajetória de SoC ilustrada na Figura 37 evidencia que o SoC do SAB realiza apenas um ciclo ao longo do dia para o presente caso, ao contrário dos outros casos apresentados, nos quais o SAB realizou dois ou mais ciclos de des/carga. A troca de estados entre carga e descarga também é reduzida. Ao mesmo passo em que é benéfica para a redução

de degradação, essas características vão de encontro a redução da quantidade de energia transferida pelo SAB, podendo retratar uma situação de sobredimensionamento.

Figura 37 – Trajetória de SoC do SAB – Caso 5 (Cenário 2).



Fonte: Do autor.

Observa-se um pico de carregamento equivalente a 551,4 kW próximo as 12h e a recorrência de aproximadamente 500 kW para potência requisitada à rede próximo as 11h, 12h, 13h e 17h. A formulação do índice de preferência pelos preços da energia explica a concentração de carregamentos nesses instantes de tempo, pois é regido pelos sinais tarifários.

O despacho de potência da geração fotovoltaica segue de acordo com os mesmos padrões verificados nos Casos 2 e 3. Na dimensão de análise energética do estacionamento, verifica-se que a restrição de balanço energético é satisfeita corretamente. A Tabela 16 apresenta o consumo energético de cada elemento do estacionamento, bem como o custo relativo à tarifa de energia adotada. O custo operacional total do estacionamento para o Caso 5 é equivalente a R\$ 4.165,43 para o suprimento de 2.506,61 kWh aos VEs. O aumento expressivo do custo operacional total é decorrente do custo de degradação das baterias, ressarcido aos proprietários dos VEs. Neste caso, é 7 vezes superior ao Caso 2 e quase 5 vezes superior ao Caso 5 do Cenário 1.

Tabela 16 – Consumo energético e custo relativo – Caso 5.

	<b>Energia (kWh)</b>	<b>Custo (relativo)</b>
<b>Carregamento VEs</b>	3579,91	R\$ 6.357,48
<b>Descarregamento VEs</b>	1073,3	R\$ 2.077,74
<b>Degradação VEs</b>	-	R\$ 932,85
<b>Carregamento SAB</b>	155,92	R\$ 233,71
<b>Descarregamento SAB</b>	155,92	R\$ 290,47
<b>Geração fotovoltaica</b>	631,03	R\$ 990,39
<b>Compra</b>	1914,93	R\$ 3.331,73
<b>Venda</b>	39,35	R\$ 99,15

Fonte: Do autor.

O consumo energético individual de cada VE, bem como os custos associados à recarga e degradação das baterias são sumarizados na Figura 65 do ANEXO K. Nas Figuras 66 e 67 são sumarizados os custos totais de carregamento e descarregamento dos VEs, carregamento e descarregamento do SAB, geração fotovoltaica e compra/venda de energia da rede, bem como o custo de operação do estacionamento para cada instante de tempo.

A desconsideração do índice de degradação acarreta em um uso maior da capacidade de potência das baterias dos VEs, onde verifica-se a ocorrência de várias trocas de estado entre carregamento e descarregamento, que por sua vez, resulta no considerável aumento do custo de degradação total. Esse aumento é refletido também no custo operacional total do estacionamento.

### 7.5.6 Síntese dos resultados – Cenário 2

A partir da comparação entre as características energéticas e econômicas dos casos apresentados, a Tabela 17 sumariza os resultados do Cenário 2. A energia destinada à recarga dos VEs refere-se à subtração entre a energia dos carregamentos e descarregamentos. Como resultado, tem-se a energia necessária para satisfazer o SoC ao final do horizonte de tempo da otimização. O custo da energia se refere a diferença entre a energia comprada e vendida à rede. O custo operacional do estacionamento é proveniente da soma entre o custo da energia e a degradação das baterias, a qual deve ser ressarcida aos proprietários dos VEs.

Padrões semelhantes ao Cenário 1 se repetem, sendo o Caso 1 com o maior custo operacional e o Caso 2 com o menor custo operacional. Por despachar menor quantidade de potência a partir dos VEs, a configuração de estacionamento sem SAB (Caso 3) foi a que resultou no menor custo de degradação global. Neste cenário, o Caso 4 apresenta a pior estratégia entre os casos de gerenciamento, uma vez que o uso da bateria dos VEs acarreta em

um custo de degradação considerável, e a configuração do estacionamento não conta com o suporte da geração fotovoltaica com armazenamento.

Tabela 17 – Síntese dos resultados do Cenário 2.

Cenário 2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
<b>Energia (kWh)</b>	2.506,62	2.506,62	2.506,62	2.506,62	2.506,62
<b>Custo energia</b>	R\$ 4.554,70	R\$ 3.062,51	R\$ 3.269,13	R\$ 4.195,39	R\$ 3.232,58
<b>Degradação</b>	-	R\$ 48,81	R\$ 29,42	R\$ 261,90	R\$ 932,85
<b>Custo operação</b>	R\$ 4.554,70	R\$ 3.111,32	R\$ 3.298,55	R\$ 4.457,29	R\$ 4.165,43
<b>%</b>	-	-31,69%	-27,58%	-2,14%	-8,55%

Fonte: Do autor.

Verifica-se que a estratégia que não considera a degradação das baterias dos VEs como diretriz de gerenciamento energético (Caso 5) seria mais vantajosa caso não fossem ressarcidos os custos de degradação das baterias aos usuários de VEs. Entretanto, após o ressarcimento, a configuração sem armazenamento (Caso 3) é mais vantajosa em detrimento ao Caso 5. Apesar de repetir o mesmo resultado do Cenário 1, a diferença neste cenário é consideravelmente maior. Neste último caso, o custo de degradação, quando considerado e ressarcido aos proprietários dos VEs, acaba sendo elevado em função do número de ciclos submetidos as baterias.

Esse fenômeno corrobora a tese de que o despacho a partir dos VEs só deve ocorrer quando o benefício econômico do uso da bateria dos VEs superar os custos adicionais decorrentes da degradação associada. Quando desconsiderados, oneram o proprietário em função do desgaste das baterias. Os Casos 2 de ambos os cenários comprovam que o índice de degradação é uma ferramenta útil para preservação da vida útil das baterias enquanto reduz paralelamente os custos operacionais do estacionamento.

## 7.6 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

O projeto do SGI proposto nesta tese contempla aspectos de degradação de baterias em sistemas de gerenciamento de energia que fazem o uso da capacidade de armazenamento dos VEs. Em conjunto com os índices de preferência e preço da tarifa de energia, o índice de degradação rege quando o sistema de gerenciamento irá utilizar o potencial do VE de acordo com uma FDD. Esse modelo de degradação é fortemente dependente das características da bateria, pois o cálculo do custo depende da trajetória de potência de carregamento, em função da potência e capacidade da bateria. Logo, não há um modelo generalista linear que represente

o custo de degradação para qualquer VE. Em função disso, utiliza-se a FDD que depende apenas do SoC para compor o índice de degradação.

Considera-se o ressarcimento ao usuário em função dos custos de degradação incorridos pelo uso da bateria do VE, em paralelo a redução do custo operacional global do estacionamento. Neste contexto, o custo de ressarcimento provém da contabilização do custo de degradação apenas em alterações de SoC durante o descarregamento. Dado em função da relação entre o preço de substituição do pacote de baterias e o montante total de energia transferida durante seu ciclo de vida, o custo é calculado com base na FDD incorporada ao índice de degradação.

Entretanto, é importante ressaltar que a redução do custo de degradação conquistada a partir do índice de degradação é local e não global. Em outras palavras, numa situação de descarregamento, o custo de degradação para cada instante de tempo ( $\delta_n^j$ ) é reduzido, entretanto, o custo de degradação total ( $\delta_n^T$ ), proveniente da soma dos custos de degradação atuais para cada instante de tempo  $j$ , é aumentado. Esse fato é comprovado quando o Caso 1 é comparado com os demais casos de ambos cenários. Isso significa que, para qualquer nível de descarregamento, o custo de degradação total será inevitavelmente aumentado, logo, quando a energia armazenada na bateria do VE é utilizada pelo SGI, o proprietário deve ser ressarcido adequadamente.

Enquanto que o índice de preferência pelos preços da energia se baseia apenas em um único parâmetro (i.e., preço da tarifa de energia em função do tempo), o índice de preferência para des/carregamento e o índice de degradação se baseiam em variáveis da otimização, sendo que uma delas está presente na formulação de ambos: o SoC da bateria do VE.

Além dos parâmetros dos VEs, a evolução do SoC é governada pelas taxas de des/carregamento em função do tempo. Sendo assim, o cálculo dos índices de preferência e degradação também evoluem conforme a trajetória do SoC do VE. Enquanto que a dependência temporal do índice de degradação é indireta, pois depende única e exclusivamente do SoC do VE, a dependência temporal do índice de preferência é direta, pois além do SoC depende também do tempo remanescente do VE no estacionamento.

O objetivo do índice de preferência é incentivar a recarga dos veículos com necessidades mais urgentes de carregamento (i.e., menor SoC e menor tempo restante), enquanto que os VEs com maior quantidade de energia armazenada e maior tempo disponível recebem incentivo para descarregar. Desconsiderando a dimensão do tempo, pode-se assumir que este coeficiente é inversamente proporcional ao nível de SoC do VE.

Por outro lado, o índice de degradação apresenta característica oposta, uma vez que é composto por valores da FDD, a qual é diretamente proporcional ao SoC do VE. Quanto maior o SoC em que a bateria realiza o ciclo, maior a FDD. Neste contexto, ambos coeficientes possuem objetivos conflitantes. Esse conflito motiva a baixa contribuição dos VEs no despacho de potência, conforme observado no Caso 2 de ambos os cenários, além do Caso 3 do Cenário 2.

Um fator em comum entre ambos índices é a restrição que define a prevenção contra descarga profunda. Quando computam os seus coeficientes de descarregamento, ambos os índices restringem a descarga para níveis inferiores a 30% de SoC, ou seja, remetem ao valor mínimo do índice. Essa restrição, em conjunto com a restrição que previne a recorrência de alteração de estados entre carga e descarga, também contribuem para limitar o uso da bateria dos VEs para despacho de potência, em prol da sua preservação de vida útil.

Na estratégia onde o índice de degradação e a restrição entre troca de estados de des/carregamento são desconsiderados (Caso 5), ocorre um uso maior da capacidade de potência das baterias dos VEs. Neste caso, verifica-se a ocorrência de várias trocas de estado entre carregamento e descarregamento, os quais acarretam em considerável aumento do custo de degradação total. Em função destes custos serem ressarcidos aos proprietários, são somados ao custo operacional total do estacionamento.

Apesar do aumento no custo de degradação, no Caso 5 do Cenário 1 os sinais tarifários provenientes do índice de preferência pelos preços da energia são capazes de manipular a capacidade das baterias dos VEs em conjunto com o SAB, de modo a propiciar vantagem econômica no exercício de compra/venda de energia. Esse fenômeno reflete na redução do custo operacional próxima ao método proposto.

Entretanto, para o mesmo caso no Cenário 2, onde o estacionamento recebe um maior número de veículos ao longo do dia, esse resultado não se repete. Neste caso, em função da maior capacidade de armazenamento provida pelos VEs, a capacidade de armazenamento do SAB é pouco explorada. Como consequência, o custo de degradação é consideravelmente superior aos outros casos, remetendo a um aumento global no custo operacional do estacionamento. Essa se mostrou ser a pior estratégia testada no âmbito de degradação.

A capacidade de armazenamento do SAB representou uma diminuição nos custos operacionais do estacionamento. Entretanto, foi pouco expressiva quando o Caso 2 é comparado com o Caso 3 em ambos os cenários. Em função do seu alto custo de aquisição, sua viabilidade econômica no esquema de gerenciamento energético pode ser questionada. Uma possível



métrica para analisar sua viabilidade econômica seria o custo operacional do kWh em função da energia total transferida ao longo de sua vida útil, associada aos custos de degradação inerentes aos ciclos de des/carregamento. Entretanto, a análise de custo de aquisição da infraestrutura de recarga, bem como dos sistemas de geração e armazenamento do estacionamento fogem do escopo proposto nesta pesquisa.

Outra questão importante é o motivo de não considerar o índice de degradação também para o SAB. A justificativa se dá em função do propósito deste sistema. Ao contrário dos VEs, cujas baterias tem o propósito primordial de prover capacidade de autonomia para locomoção, o SAB é especificamente incorporado a configuração do estacionamento para realizar trocas bidirecionais de energia em função de ganhos econômicos a partir de sinais tarifários. Deste modo, seu propósito primordial ao SGI é regido por 3 situações operacionais principais: armazenar energia em períodos em que a compra de energia da rede é barata ou quando há excedentes de GD fotovoltaica; prover energia aos VEs quando a compra de energia da rede é onerosa; ou vender energia à rede quando o preço é vantajoso.

Neste contexto, limitar o uso da capacidade de armazenamento do SAB e restringir seu despacho de potência significa sobredimensionar o sistema, conforme observado no Caso 5 do Cenário 2. Em função da maior capacidade de despacho decorrente do maior número de VEs, associado a não incorporação dos aspectos de degradação das baterias, o SAB foi pouco explorado. Em função do índice de degradação restringir o descarregamento em altos níveis de SoC, uma vez que essa estratégia visa realizar o carregamento próximos a valores médios de SoC, a disponibilidade de potência do SAB para carregamento dos VEs pode ser comprometida se o índice de degradação for incorporado ao seu despacho de potência. Além disso, essa estratégia iria contra o objetivo do SGI, o qual é maximizar a capacidade de potência para carregamento dos VEs, de modo a finalizar a recarga de maneira mais rápida e disponibilizar maior capacidade de potência a outros VEs.

Contudo, a estratégia de gerenciamento completa proposta nesta tese se provou ser eficiente na redução de custos globais operacionais do estacionamento, de maneira consciente da degradação das baterias dos VEs. O despacho de potência a partir dos VEs só é incentivado quando verificada a redução dos custos de degradação. Bem como o despacho das outras fontes seguem as preferências e sinais tarifários, em prol da satisfação dos requerimentos de recarga com redução de custos operacionais.

## 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem por finalidade apresentar as considerações finais do estudo realizado, além de apresentar sugestões de continuidade da pesquisa, bem como os trabalhos publicados.

### 8.1 OBSERVAÇÕES

O gerenciamento de recursos energéticos distribuídos em estacionamentos inteligentes foi estudado em função da redução do custo operacional em paralelo a satisfação dos requerimentos de recarga de VEs. Uma análise do desgaste de baterias de íons de lítio foi abordada a fim de apresentar o modelo de degradação em função da profundidade de descarga, adotado como uma das diretrizes do problema de otimização.

Os coeficientes da função objetivo foram avaliados a fim de estudar o comportamento dos índices de priorização de des/carregamento, preferência pelos preços da energia e preferência pela degradação das baterias. O des/carregamento individual de cada VE é priorizado com base na demanda de energia necessária para alcançar o estado de carga desejado pelo usuário de maneira prévia ao final do período em estacionamento. Sendo assim, VEs com maiores necessidades energéticas e menor tempo em estacionamento tem prioridade para carregar. Enquanto VEs com maior energia remanescente na bateria e maior tempo de permanência tem prioridade para descarregar suas baterias.

O comportamento do índice de preferência pelos preços da energia rege o despacho entre as fontes do estacionamento, cujos sinais tarifários resultam em vantagem econômica. O despacho do SAB é fortemente relacionado ao índice de preço da tarifa, bem como a compra/venda de energia da rede. Verifica-se preferência pelo despacho da geração fotovoltaica para recarga dos VEs, uma vez que potência de carregamento segue o mesmo padrão de potência de geração fotovoltaica.

O despacho de potência a partir dos VEs respeitou as características de degradação das baterias, uma vez que quanto maior o uso da capacidade de descarregamento dos VEs, maior foi o custo de degradação ressarcido aos proprietários e, conseqüentemente, maior o custo operacional do estacionamento. Esse resultado particularmente evidencia a importância da consideração da degradação como uma das diretrizes do problema de gerenciamento de energia. Quando desconsiderada, pode levar a resultados imprecisos ou, então, onerosos aos proprietários dos veículos, por não ressarcir pela degradação associada ao uso da bateria em trocas bidirecionais de energia.

O interesse do usuário está em reduzir os custos operacionais. Isso envolve tanto o custo da energia, quanto o custo de degradação das baterias. Contudo, foi comprovado que é possível reduzir o custo operacional global do estacionamento a partir de uma estratégia consciente do uso das baterias dos VEs em trocas bidirecionais de energia. A programação da recarga é feita de modo a reduzir o impacto nas baterias enquanto reduz o custo equivalente ao ressarcimento pela degradação.

## 8.2 CONSIDERAÇÕES DOS RESULTADOS

Em conjunto com os índices de preferência e preço da tarifa de energia, o índice de degradação regeu quando o sistema de gerenciamento utiliza o potencial do VE. O ressarcimento ao usuário foi considerado em função dos custos de degradação incorridos pelo uso da bateria do VE, em paralelo a redução do custo operacional global do estacionamento. Para qualquer nível de descarregamento, o custo de degradação total do VE é inevitavelmente aumentado, logo, quando a energia armazenada na bateria do VE é utilizada pelo SGI, o proprietário deve ser ressarcido adequadamente.

Além dos parâmetros dos VEs, a evolução do SoC foi governada pelas taxas de des/carregamento em função do tempo. O maior uso da bateria dos VEs se dá nos casos em que o índice de degradação e a restrição entre troca de estados de des/carregamento são desconsiderados, os quais acarretam em considerável aumento do custo de degradação total. Em função destes custos serem ressarcidos aos proprietários, são somados ao custo operacional total do estacionamento, o qual é aumentado significativamente.

A manipulação da capacidade das baterias dos VEs em conjunto com o SAB propicia vantagem econômica no exercício de compra/venda de energia, fenômeno que reflete na redução do custo operacional do estacionamento. Entretanto, quando o estacionamento recebe um maior número de veículos ao longo do dia, em função da maior capacidade de armazenamento provida pelos VEs, a capacidade de armazenamento do SAB é pouco explorada.

Contudo, a estratégia proposta nesta Tese se provou ser eficiente na redução de custos globais operacionais do estacionamento, de maneira consciente da degradação das baterias dos VEs. O despacho de potência a partir dos VEs só é incentivado quando verificada a redução dos custos de degradação. Bem como o despacho das outras fontes seguem as preferências e sinais tarifários, em prol da satisfação dos requerimentos de recarga com redução de custos operacionais.

### 8.3 SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

Seguindo a linha de pesquisa desenvolvida nesse trabalho, alguns tópicos ainda podem ser melhor explorados com a finalidade de aprimorar o algoritmo de gerenciamento energético proposto. A seguir, lista-se uma série de tópicos que devem ser considerados para a continuidade da presente pesquisa:

- Estudar uma estratégia de execução do algoritmo em tempo real, que incorpore aspectos de degradação das baterias dos VEs;
- Incorporar características estocásticas relacionadas as incertezas de ocupação e demanda do estacionamento, principalmente para possibilitar o gerenciamento em tempo real, em função da dependência temporal do modelo;
- Aprimorar o modelo de estimação de geração fotovoltaica, em função de uma estratégia que acompanhe a dependência temporal de execução do algoritmo de gerenciamento energético;
- Analisar a viabilidade econômica do armazenamento estático, em função do baixo percentual de contribuição para redução de custos em detrimento aos outros componentes do estacionamento em alguns casos.

### 8.4 TRABALHOS PUBLICADOS

Este trabalho de Tese de Doutorado permitiu a publicação de artigos em periódicos e apresentação de artigos em congressos, conforme segue:

#### **Periódicos:**

- Energies v. 15, p. 3714, 2022:  
Título do trabalho: “Battery-Conscious, Economic, and Prioritization-Based Electric Vehicle Residential Scheduling”.  
Autores: **SAUSEN, J. P.**; ABAIDE, A. R.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M.  
Data: 2022.
- IEEE Latin America Transactions v. 19, p. 1624-1631, 2021:  
Título do trabalho: “Residential Charging Scheduling of Electric Vehicles in Brazilian Context”.

Autores: **SAUSEN, J. P.**; ABAIDE, A. R.

Data: 2021.

- Brazilian Journal of Development v. 7, p. 3331-3340, 2021:  
Título do trabalho: “Modelagem da curva de carga de transformadores de distribuição”.  
Autores: BRONDANI, G. B.; ABAIDE, A. R.; **SAUSEN, J. P.**  
Data: 2021.
- Brazilian Journal of Development v. 7, p. 2887-2911, 2021:  
Título do trabalho: “Análise do Impacto da Microgeração Fotovoltaica na Rede de Distribuição de Energia Elétrica”.  
Autores: PAIXÃO, J. L.; ABAIDE, A. R.; **SAUSEN, J. P.**  
Data: 2021.

### **Congressos:**

- 2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2021):  
Título do trabalho: “Optimal power dispatch for EV fast charging microgrid on highways: a storage analysis”.  
Autores: **SAUSEN, J. P.**; ABAIDE, A. R.; CORREA, C. H.; PAIXAO, J. L.; SILVA, L. N.  
Data/Local: 31 de agosto a 3 de setembro de 2021. Middlesbrough, Reino Unido.
- 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Latin America (ISGT LA 2019):  
Título do trabalho: “EV Demand Forecasting Model Based on Travel Survey: a Brazilian Case Study”.  
Autores: **SAUSEN, J. P.**; ABAIDE, A. R.; ADEYANJU, O. M.; PAIXAO, J. L.  
Data/Local: 15 a 18 de setembro de 2019. Gramado, Brasil.
- 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition Latin America (T&DLA 2018):

Título do trabalho: “Evaluation of Electric Vehicle Charging on Distribution Transformer Loading”.

Autores: **SAUSEN, J. P.**; ABAIDE, A. R.

Data/Local: 18 a 21 de setembro de 2018. Lima, Peru.

- 2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2021):  
Título do trabalho: “EV Fast Charging Microgrid on Highways: A Hierarchical Analysis for Choosing the Installation Site”.  
Autores: PAIXAO, J. L.; ABAIDE, A. R.; **SAUSEN, J. P.**; SILVA, L. N.  
Data/Local: 31 de agosto a 3 de setembro de 2021. Middlesbrough, Reino Unido.
- 2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2021):  
Título do trabalho: “Proposal of a load curve modeling applied to Highway EV Fast Charging Stations”.  
Autores: SILVA, L. N.; ABAIDE, A. R.; **SAUSEN, J. P.**; PAIXAO, J. L.; CORREA, C. H.  
Data/Local: 31 de agosto a 3 de setembro de 2021. Middlesbrough, Reino Unido.
- Congresso Brasileiro de Automática (CBA) 2020:  
Título do trabalho: “Previsão de Curto Prazo para Geração Fotovoltaica a partir de Dados Meteorológicos via RNA”.  
Autores: FISCHER, D. R.; PAIXÃO, J. L.; **SAUSEN, J. P.**; ABAIDE, A. R.  
Data/Local: 23 a 26 de novembro de 2020. Virtual.
- 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Latin America (ISGT LA 2019):  
Título do trabalho: “Estimation of the Probability of Integration of Photovoltaic Microgeneration using Fuzzy Logic”.  
Autores: PAIXAO, J. L.; ABAIDE, A. R.; **SAUSEN, J. P.**  
Data/Local: 15 a 18 de setembro de 2019. Gramado, Brasil.
- 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition Latin America (T&DLA 2018):

Título do trabalho: “Impact Study of the Photovoltaic Generation Entrance in a Dealership Network”.

Autores: PAIXAO, J. L.; ABAIDE, A. R.; RIGODANZO, J.; **SAUSEN, J. P.**

Data/Local: 18 a 21 de setembro de 2018. Lima, Peru.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 61851-1:2013**: Sistema de recarga condutiva para veículos elétricos. Rio de Janeiro, 47 p, 2013.
- ABDULLAH AL-KARAKCHI, A. A.; LACEY, G.; PUTRUS, G. A method of electric vehicle charging to improve battery life. **2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)**, Stoke on Trent, UK, p. 31–33, 2015.
- ABDELAAL, G.; GILANY, M. I.; ELSHAHED, M. et. al. Integration of Electric Vehicles in Home Energy Management Considering Urgent Charging and Battery Degradation, **IEEE Access**, v. 9, p. 47713-4773, 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS (ABVE). **Confira os eletrificados mais vendidos em 2022**. Disponível em: <https://www.abve.org.br/veja-os-eletrificados-mais-vendidos-em-2022/>. Acesso em 2 de Junho de 2022.
- AGHAJAN-ESHKEVARI, S.; AZAD, S.; NAZARI-HERIS, M.; AMELI, M.T.; ASADI, S. **Charging and Discharging of Electric Vehicles in Power Systems: An Updated and Detailed Review of Methods, Control Structures, Objectives, and Optimization Methodologies**. *Sustainability* v. 14, p. 2137, 2022.
- AHMADIAN, A.; SEDGHI, M.; ELKAMEL, A.; FOWLER, M.; GOLKAR, M. A. Plug-in electric vehicle batteries degradation modeling for smart grid studies: Review, assessment and conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** v. 81, p. 2609-2624, 2018.
- ALINEJAD, M.; REZAEI, O.; KAZEMI, A.; BAGHERI, S.; An Optimal Management for Charging and Discharging of Electric Vehicles in an Intelligent Parking Lot Considering Vehicle Owner's Random Behaviors. **Journal of Energy Storage**, v. 35, p. 102245, 2021.
- AL-KARAKCHI, A. A. A., LACEY, G., PUTRUS, G. **A Method of Electric Vehicle Charging to Improve Battery Life**, 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), UK, 2015.
- AL-OBAIDI, A.; KHANI, H.; FARAG, H. E. Z.; MOHAMED, M. Bidirectional smart charging of electric vehicles considering user preferences, peer to peer energy trade, and provision of grid ancillary services. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 124, p. 106353, 2021.
- AMJAD, M. *et al.* A review of EVs charging: From the perspective of energy optimization , optimization approaches, and charging techniques. **Transportation Research Part D**, v. 62, p. 386–417 Mar, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.03.006>>.
- ANDRADE, E. L. D. **Introdução à Pesquisa Operacional**, 4ª ed., vol. 1, Rio de Janeiro: LTC, 2011, pp. 123-195.
- ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ranking das Tarifas**. Disponível em:<<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 15 fev. 2020.
- ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL**. Brasília, 2010.
- ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Brasília, 2012.
- ANEEL, , AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa n 819, de 19 de Junho de 2018**. Brasília, 2018.
- ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 2.272, de 18 de Julho de 2017**. Brasília, 2017a.
- ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 792, de 28 Novembro de 2017**. Brasília, 2017b.



ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 2108**. Brasil, 2016.

ARNOTT, R. Spatial competition between parking garages and downtown parking policy. **Transport Policy**, v. 13, n. 6, p. 458–469, 2006.

AXSEN, J.; GOLDBERG, S.; BAILEY, J. **Electrifying Vehicles: Insights from the Canadian Plug-in Electric Vehicle Study**. Simon Fraser University, Jul., 201 p, 2015.

BABIC, J. *et al.* Evaluating Policies for Parking Lots Handling Electric Vehicles. **IEEE Access**, v. 6, p. 944–961, 2017.

BAHERIFARD, M. A.; KAZEMZADEH, R.; YAZDANKHAH, A. S.; MARZBAND, M. Intelligent charging planning for electric vehicle commercial parking lots and its impact on distribution network's imbalance indices. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 30, p. 100620, 2022.

BASHASH, S. *et al.* Plug-in hybrid electric vehicle charge pattern optimization for energy cost and battery longevity. **Journal of Power Sources**, v. 196, n. 1, p. 541–549, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.07.001>>.

BATTERY UNIVERSITY. **How to Prolong Lithium-based Batteries**. 2020. Disponível em: <[https://batteryuniversity.com/learn/article/how\\_to\\_prolong\\_lithium\\_based\\_batteries](https://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries)>. Acesso em 10 Jan. 2020.

BELOTTI, et al., Mixed-Integer Nonlinear Optimization. Argonne National Laboratory, Argonne, EUA, 2012.

BHOIR, S. ; CALIANDRO, P.; BRIVIO, C. Impact of V2G service provision in battery life, **J. Energy Storage**, v. 44, p. 103178, 2021.

BLOOMBERG NEF. **A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices**. Nova Iorque, 2019b. Disponível em :<<https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

BLOOMBERG NEF. **Battery Reality: There's Nothing Better Than Lithium-Ion Coming Soon**. Nova Iorque, 2019a. Disponível em :<<https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-04-03/battery-reality-there-s-nothing-better-than-lithium-ion-coming-soon>>. Acesso em: 3 abr. 2019.

BLOOMBERG NEF. **Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite**. Nova Iorque, 2021. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/>>. Acesso em 12 de dezembro de 2021.

CAO, Y.; HUANG, L.; LI, Y.; JERMSITTIPARSERT, K.; AHMADI-NEZAMABAD, H.; NOJAVAN, S. Optimal scheduling of electric vehicles aggregator under market price uncertainty using robust optimization technique, **Int. J. Electr. Power Energy Syst.** v. 117 p. 105628, 2020.

CHOI, B.; LEE, W.; WON, D.. Optimal Charging Strategy Based on Model Predictive Control in Electric Vehicle Parking Lots Considering Voltage Stability. **Energies**, v. 11, p. 1812–1829, 2018.

CHYNOWETH, J. *et al.* Smart electric vehicle charging infrastructure overview. **2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2014**, Washington, US, 2014.

CNT, CONFEDERAÇÃO NACIONAL DO TRANSPORTE; NTU, ASSOCIAÇÃO NACIONAL DAS EMPRESAS DE TRANSPORTES URBANOS. **Pesquisa Mobilidade da População Urbana 2017**. Brasília, Ago., 2017.

CZECHOWSKI, K. Assessment of profitability of electric vehicle-to-grid considering battery degradation, **Degree Project Opt. Syst. Theory**, Stockholm, Sweden, 2015.

DAINA, N.; SIVAKUMAR, A.; POLAK, J. W. Electric vehicle charging choices:

Modelling and implications for smart charging services. **Transportation Research Part C**, v. 81, p. 36–56, 2017.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Eletromobilidade e Biocombustíveis. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2018b.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético. **Empresa de Pesquisa Energética**, n. 21, p. 1–11, 2018a.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2019.

EV DATABASE. **Compare Hybrid and Electric Vehicles**. Reino Unido, 2020. Disponível em: <ev-database.uk>. Acesso em: 05 dez. 2019.

FADDEL, S.; AL-AWAMI, A. T.; ABIDO, M. A. Fuzzy optimization for the operation of electric vehicle parking lots. **Electric Power Systems Research**, v. 145, p. 166–174, 2017.

FARIA, M. V.; BAPTISTA, P. C.; FARIAS, T. L. Electric vehicle parking in European and American context: Economic, energy and environmental analysis. **Transportation Research Part A: Policy and Practice**, v. 64, p. 110–121, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.tra.2014.03.011>>.

FIGUEIREDO, R. **Potencial solar de parques de estacionamento para carregamento de veículos elétricos**. 2015. 98 p. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente) - Universidade de Lisboa, Lisboa, 2015.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming**. Cengage Learning, 2 ed. 540p. Jan 2002.

GILL, P. E.; MURRAY, W.; SAUNDERS, M. A. **User's Guide for SNOPT Version 7: Software for Large-Scale Nonlinear Programming**. Stanford University. June 16, 2008.

GONZÁLEZ-GARRIDO, A. *et al.* Full-scale electric vehicles penetration in the Danish Island of Bornholm — Optimal scheduling and battery degradation under driving constraints. **Journal of Energy Storage**, v. 23, n. Mar., p. 381–391, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.025>>.

GUO, F.; ZHANG, J.; HUANG, Z.; HUANG, W. Simultaneous charging station location-routing problem for electric vehicles: Effect of nonlinear partial charging and battery degradation, **Energy**, v. 250, p. 123724, 2022.

GUO, R. *et al.* Mechanism of the entire overdischarge process and overdischarge-induced internal short circuit in lithium-ion batteries. **Scientific Reports**, v. 6, Jul., p. 1–9, 2016.

HABERL, H. Energy Flow Analysis. **International Encyclopedia of the Social & Behavioral Sciences (Second Edition)**. p. 626-632, 2015.

HAN, S. *et al.* Development of an Optimal Vehicle-to-Grid Aggregator for Frequency Regulation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 1, p. 65–72, 2010.

HAN, Sekyung; HAN, Soohye; AKI, H. A practical battery wear model for electric vehicle charging applications. **Applied Energy**, v. 113, p. 1100–1108, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.062>>.

HAN, X. *et al.* A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle. **eTransportation**, v. 1, p. 100005, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100005>>.

HE, Y. *et al.* Optimal Scheduling for Charging and Discharging of Electric Vehicles. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1095–1105, 2012.

HEUVELN, K. V.; GHOTGE, R.; ANNEMA, J. A.; BERGEN, E. V.; WEE, B. V.; PESCH, U. Factors influencing consumer acceptance of vehicle-to-grid by electric vehicle drivers in the Netherlands, **Travel Behaviour and Society**, v. 24, p. 34-45, 2021.

HONARMAND, M.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S. Integrated scheduling of

renewable generation and electric vehicles parking lot in a smart microgrid. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 745–755, 2014a. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.044>>.

HONARMAND, M.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S. Optimal scheduling of electric vehicles in an intelligent parking lot considering vehicle-to-grid concept and battery condition. **Energy**, v. 65, p. 572–579, 2014b. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.045>>.

HONARMAND, M.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S. Self-scheduling of electric vehicles in an intelligent parking lot using stochastic optimization. **Journal of the Franklin Institute**, v. 352, n. 2, p. 449–467, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jfranklin.2014.01.019>>.

HTCONDOR, HTCondor Overview, Disponível em : <https://research.cs.wisc.edu/htcondor/htcondor/overview/>. Acesso em 20 de Junho de 2022.

HU, X.; MARINA, C.; YANG, Y. Charging , power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: A unified cost-optimal approach. **Mechanical Systems and Signal Processing**, v. 87, n. 174, p. 4–16, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ymsp.2016.03.004>>.

HU, Z. *et al.* Pricing mechanisms design for guiding electric vehicle charging to fill load valley. **Applied Energy**, v. 178, p. 155–163, 2016.

HUTSON, C.; VENAYAGAMOORTHY, G. K.; CORZINE, K. A. Intelligent Scheduling of Hybrid and Electric Vehicle Storage Capacity in a Parking Lot for Profit Maximization in Grid Power Transactions. **2008 IEEE Energy 2030 Conference**, p. 1–8, 2008.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global EV Outlook 2018. **Global EV Outlook 2018**, Paris, 2018.

IEC, International Electrotechnical Commission. **International Standard IEC 61851-1: Electric vehicle conductive charging system**. Suíça, 2010.

INL, IDAHO NATIONAL LABORATORY. **Plugged In: How Americans Charge Their Electric Vehicles**. p. 1–24, 2015. Disponível em: <<https://avt.inl.gov/sites/default/files/pdf/arra/SummaryReport.pdf>>.

JIAN, L. *et al.* A scenario of vehicle-to-grid implementation and its double-layer optimal charging strategy for minimize load variance within regional smart grids. **Energy Conversion and Management**, v. 78, p. 508–517, 2014.

JIN, C.; TANG, J.; GHOSH, P. Optimizing electric vehicle charging: A customer's perspective. **IEEE Transactions on Vehicular Technology**, v. 62, n. 7, p. 2919–2927, 2013.

KEMPTON, W.; TOMIĆ, J. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. **Journal of Power Sources**, v. 144, n. 1, p. 268–279, 2005.

KHALKHALI, H.; HOSSEINIAN, S. H. Multi-stage stochastic framework for simultaneous energy management of slow and fast charge electric vehicles in a restructured smart parking lot. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 116, p. 105540, 2020.

KIELDSEN, A., THINGVAD, A., MARTINENAS, S., & SØRENSEN, T. M. Efficiency Test Method for Electric Vehicle Chargers. **Proceedings of EVS29 - International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium**. 2016.

KURAN, M. S. *et al.* A smart parking lot management system for scheduling the recharging of electric vehicles. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 6, p. 2942–2953, 2015.

LEYFFER, S. E MAHAJAN, A. Nonlinear Constrained Optimization: Methods and Software. ARGONNE NATIONAL LABORATORY, Argonne, Illinois. 2010.

LIU, K. *et al.* Lithium-ion battery charging management considering economic costs of electrical energy loss and battery degradation. **Energy Conversion and Management**, v. 195, n. May, p. 167–179, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.04.065>>.

LIU, N. *et al.* Online energy management of PV-assisted charging station under time-of-use pricing. **Electric Power Systems Research**, v. 137, p. 76–85, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.04.002>>.

MA, Z.; ZOU, S.; LIU, X. A distributed charging coordination for large-scale plug-in electric vehicles considering battery degradation cost, **IEEE Trans. Control Syst. Technol.** v. 23, p. 2044–2052, 2015.

MAO, T.; ZHANG, X.; ZHOU, B. Intelligent Energy Management Algorithms for EV-charging Scheduling with Consideration of. **Energies**, v. 12, p. 265–272, 2019.

MARONGIU, A.; ROSCHER, M.; SAUER, D. U. Influence of the vehicle-to-grid strategy on the aging behavior of lithium battery electric vehicles. **Applied Energy**, v. 137, p. 899–912, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.063>>.

MENG, J. *et al.* Dynamic frequency response from electric vehicles considering travelling behavior in the Great Britain power system. **Applied Energy**, v. 162, p. 966–979, 2016.

MIT, MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **Introduction to batteries**. Electric Vehicle Team, 2018.

MOGHADDAM, S.Z.; AKBARI, T.; Network-constrained optimal bidding strategy of a plug-in electric vehicle aggregator: a stochastic/robust game theoretic approach, **Energy**, v. 151, p. 478–489, 2018.

MOHAMED, A. *et al.* Real-Time Energy Management Algorithm for Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging Parks Involving Sustainable Energy. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 577–586, 2014.

MOHAMED, A.; SALEHI, V.; MA, T.; MOHAMMED, O. Real-time energy management algorithm for plug-in hybrid electric vehicle charging parks involving sustainable energy, **IEEE Trans. Sustain. Energy** v. 5, p. 577–586, 2014.

MOTOAKI, Y.; SHIRK, M. G. Consumer behavioral adaption in EV fast charging through pricing. **Energy Policy**, v. 108, p. 178–183, 2017.

MUHAMMAD, A.; AHMAD, A.; REHMANI, M.H.; UMER, T. A review of EVs charging: From the per-spective of energy optimization, optimization approaches, and charging techniques. **Transp. Res. Part D Transp. Environ.** V. 62, p. 386–417, 2018.

NEFEDOV, E.; SIERLA, S.; VYATKIN, V. Internet of Energy Approach for Sustainable Use of Electric Vehicles as Energy Storage of Prosumer Buildings. **Energies**, v. 11, p. 2165–2173, 2018.

NEOS SERVER, NEOS Server: State-of-the-Art Solvers for Numerical Optimization. Disponível em: <https://neos-server.org/neos/>. Acesso em 05 de Agosto de 2022.

NGUYEN, D. T.; LE, L. B. Joint Optimization of Electric Vehicle and Home Energy Scheduling Considering User Comfort Preference. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 1, p. 188–199, 2014.

NIMALSIRI, N.I.; MEDIWATHTHE, C.P.; RATNAM, E.L.; SHAW, M.; SMITH, D.B.; HALGAMUGE, S.K. A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid. **IEEE Trans. Intell. Transp. Syst.** v. 21, p. 4497–4515, 2019.

NORD POOL AS, Day-ahead prices, 2022. Disponível em: <<https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table>>. Acesso em 18 de Julho de 2022.

NOVOA, L.; BROUWER, J. Dynamics of an integrated solar photovoltaic and battery storage nanogrid for electric vehicle charging. **Journal of Power Sources**, v. 399, n. p. 166–178, March, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.07.092>>.

NUNES, P.; FIGUEIREDO, R.; BRITO, M. C. The use of parking lots to solar-charge electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 679–693, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.015>>.

OSÓRIO, G. J.; LOTFI, M.; GOUGH, M.; JAVADI, M.; ESPASSANDIM, H. M. D.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J. P. S. Modeling an electric vehicle parking lot with solar rooftop participating in the reserve market and in ancillary services provision. **Journal of Cleaner Production**, v. 318, p. 128503, 2021.

PAPADOPOULOS, et. al. Predicting Electric Vehicle Impacts on Residential Distribution Networks with Distributed Generation. **2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference**, Sep. 2010.

PATERAKIS, N. G; GIBESCU, M. A methodology to generate power profiles of electric vehicle parking lots under different operational strategies. **Applied Energy**, v. 173, p. 111–123, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.024>>.

PELLETIER, S. *et al.* Battery degradation and behaviour for electric vehicles : Review and numerical analyses of several models. **Transportation Research Part B**, v. 103, p. 158–187, 2017.

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

PILGRIM, C. Piecewise-regression (aka segmented regression) in Python. **Journal of Open Source Software**, v. 6(68), p. 3859, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.21105/joss.03859>>.

PROKOP, L.; VANTUCH, T.; MIŠÁK, S. Multi Objective Optimization in Charge Management of Micro Grid Based Multistory Carpark. **Energies**, v. 11, p. 1791–1802, 2018.

RASHIDIZADEH-KERMANI, H.; VAHEDIPOUR-DAHRAIE, M.; NAJAFI, H. R. A Stochastic Bi-Level Scheduling Approach for the Participation of EV Aggregators in Competitive Electricity Markets. **Applied Sciences**, v. 7, p. 1100–1116, 2017.

RODRIGUES, M. d. B.; et. al. Conexão de Veículos Elétricos à Rede de Energia Elétrica para Recarga de Baterias: Uma Visão Geral. **Eletrônica de Potência –SOBRAEP**, vol. 19, n° 2, pp. 193-207, Março 2014.

SADATI, B. S. M. *et al.* Electrical Power and Energy Systems Operational scheduling of a smart distribution system considering electric vehicles parking lot : A bi-level approach. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 105, n. August 2018, p. 159–178, 2019.

SADATI, S.M.B.; MOSHTAGH, J.; SHAFIE-KHAH, M.; RASTGOU, A.; CATALÃO, J.P. Operational scheduling of a smart distribution system considering electric vehicles parking lot: a bi-level approach, **Int. J. Electr. Power Energy Syst.** v. 105, p. 159–178, 2019.

SADATI, S.M.B.; MOSHTAGH, J.; SHAFIE-KHAH, M.; RASTGOU, A.; CATALÃO, J.P. Optimal charge scheduling of electric vehicles in solar energy integrated power systems considering the uncertainties. **Electric Vehicles in Energy Systems**, Springer, Cham, p. 73–128, 2020.

SCHMALSTIEG, J. *et al.* A holistic aging model for Li(NiMnCo)O<sub>2</sub> based 18650 lithium-ion batteries. **Journal of Power Sources**, v. 257, p. 325–334, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.02.012>>.

SHAHKAMRANI, A.; ASKARIAN-ABYANEH, H.; NAFISI, H.; MARZBAND, M. A framework for day-ahead optimal charging scheduling of electric vehicles providing route mapping: Kowloon case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 307, p. 127297, 2021.

SHAREEF, H.; ISLAM, M.; MOHAMED, A. A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 403–420, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.033>>.

SMITH, K. *et al.* Comparison of plug-in hybrid electric vehicle battery life across geographies and drive cycles. **SAE Technical Papers**, 2012.

SMITH, K. *et al.* Life Prediction Model for Grid- Connected Li-ion Battery Energy Storage System Preprint. **2017 American Control Conference**, Ago., 2017.

SOLANKE, T.U.; RAMACHANDARAMURTHY, V.K.; YONG, J.Y.; PASUPULETI, J.; KASINATHAN, P.; RAJAGOPALAN, A. **A review of strategic charging–discharging control of gridconnected electric vehicles**. *J. Energy Storage* v. 28, p. 101193, 2020.

SORTOMME, E.; EL-SHARKAWI, M. A. Optimal Charging Strategies for Unidirectional Vehicle-to-Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 1, p. 131–138, 2011.

SPEIDEL, S.; BRÄUNL, T. Driving and charging patterns of electric vehicles for energy usage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 97–110, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.177>>.

SU, W.; CHOW, M. Computational intelligence-based energy management for a large-scale PHEV / PEV enabled municipal parking deck. **Applied Energy**, v. 96, p. 171–182, 2012. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.088>>.

SUFYAN, M.; RAHIM, N.A.; MUHANMMAD, M.A.; TAN, C.K.; RAIHAN, S.R.S.; BAKAR, A.H.A.; **Charge coordination and battery lifecycle analysis of electric vehicles with V2G implementation**, *Electric Power Syst. Res.* v. 184, p. 106307, 2020.

SUNDSTRÖM, O.; BINDING, C. Flexible Charging Optimization for Electric Vehicles Considering Distribution Grid Constraints. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 26–37, 2012.

TULPUL, P. J. *et al.* Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station. **Applied Energy**, v. 108, p. 323–332, 2013.

TURAN, M. T. *et al.* Electrical Power and Energy Systems Effect of electric vehicle parking lots equipped with roof mounted photovoltaic panels on the distribution network. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 109, n. January, p. 283–289, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.014>>.

TUSHAR, W. *et al.* Cost Minimization of Charging Stations With Photovoltaics : An Approach. **IEEE transactions on Intelligent Transportation Systems**, v. 17, n. 1, p. 156–169, 2016.

UDDIN, K. *et al.* Characterising lithium-ion battery degradation through the identification and tracking of electrochemical battery model parameters. **Batteries**, v. 2, n. 2, 2016.

UDDIN, K. *et al.* On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart- grid system. **Energy**, v. 133, p. 710–722, 2017.

UDDIN, K.; DUBARRY, M.; GLICK, M. B. The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective. **Energy Policy**, v. 113, n. October 2017, p. 342–347, 2018.

VADI, S. *et al.* A Review on Communication Standards and Charging Topologies of V2G and V2H Operation Strategies. **Energies**, v. 12, p. 3748–3775, 2019.

VETTER, J. *et al.* Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. **Journal of Power Sources**, v. 147, p. 269–281, 2005.

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

WANG, D. *et al.* Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs . vehicle-to-grid services. **Journal of Power Sources**, v. 332, p. 193–203, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.09.116>>.

WEI, Z. *et al.* Intelligent parking garage EV charging scheduling considering battery

charging characteristic. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, n. 3, p. 2806–2816, 2018.

XIONG, Y. **Optimal Vehicle Grid Integration**. 2019. 63 f. (PhD em Engenharia Mecânica) - University of California, Los Angeles, 2019.

XU, B.; ZHAO, J.; ZHENG, T.; LITVINOV, E.; KIRSCHEN, D. **Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets**, *IEEE Trans on Power Systems*, v. 33, p. 2248-2259, 2018.

XU, Z. *et al.* Coordination of PEVs charging across multiple aggregators. **Applied Energy**, v. 136, p. 582–589, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.116>>.

YANCHONG, Z.; NIU, S.; SHANG, Y.; SHAO, Z.; JIAN, L. Integrating plug-in electric vehicles into power grids: A comprehensive review on power interaction mode, scheduling methodology and mathematical foundation. **Renew. Sustain. Energy Rev.** v. 112, p. 424–439, 2019.

YANG, A. *et al.* A comprehensive investigation of lithium-ion battery degradation performance at different discharge rates. **Journal of Power Sources**, v. 443, n. August, p. 227108, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.227108>>.

YANG, H.; ZHANG, S.; QIU, J.; QIU, D.; LAI, M.; DONG, Z. CVaR-constrained optimal bidding of electric vehicle aggregators in day-ahead and real-time markets, **IEEE Trans. Ind. Inf.** v. 13, p. 2555-2565, 2017.

YANG, Z.; LI, K.; FOLEY, A. Computational scheduling methods for integrating plug-in electric vehicles with power systems: A review. **Renew. Sustain. Energy Rev.** v. 51, p. 396–416, 2015.

YAO, L.; DAMIRAN, Z.; LIM, W. H. Optimal charging and discharging scheduling for electric vehicles in a parking station with photovoltaic system and energy storage system. **Energies**, v. 10, n. 4, 2017.

YAO, L.; LIM, W. H.; TSAI, T. S. A Real-Time Charging Scheme for Demand Response in Electric Vehicle Parking Station. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 1, p. 52–62, 2017.

YILMAZ, M.; KREIN, P. T. Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 12, p. 5673–5689, 2013.

YUE, M. *et al.* Review on health-conscious energy management strategies for fuel cell hybrid electric vehicles: Degradation models and strategies. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 13, p. 6844–6861, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.190>>.

ZAPATA, C. J.; **Análisis Probabilístico y Simulación**. Universidad Tecnológica de Pereira, Colômbia, 2010.

ZHANG, L.; LI, Y.. Optimal Management for Parking-Lot Electric Vehicle Charging by Two-Stage Approximate Dynamic Programming. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 4, p. 1722–1730, 2017.

ZHAO, C.; YOU, X. Research and Implementation of OCPP 1.6 Protocol. **Advances in Engineering Research**, v. 138, n. 2, p. 814–822, 2017.

ZHENG, Y; SHAO, Z.; LEI, X.; SHI, Y.; JIAN, L. The economic analysis of electric vehicle aggregators participating in energy and regulation markets considering battery degradation. **Journal of Energy Storage**, v. 45, p. 103770, 2022.

ZHOU, C. *et al.* Modeling of the Cost of EV Battery Wear Due to V2G Application in Power Systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 26, n. 4, p. 1041–1050, 2011.

## APÊNDICE A – MODELAGEM E ESPECIFICAÇÕES PARA BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO

Este apêndice provê uma introdução à terminologia utilizada para descrever, classificar e comparar baterias, formulando uma base para definir as variáveis usadas na caracterização das condições operativas e especificações, bem como a modelagem do custo de degradação. De acordo com Smith *et al.*, (2012), a bateria é um dispositivo que converte energia química em energia elétrica e vice versa. Yue *et al.*, (2019) destaca que o princípio operativo de uma bateria de íons de lítio consiste de um catodo (eletrodo positivo), um anodo (eletrodo negativo) e um eletrólito como condutor. O catodo é de óxido de metal enquanto o anodo é de carbono poroso. Durante a descarga, os íons fluem do anodo ao catodo através do eletrólito e separador. O processo de carregamento reverte essa direção e os íons fluem de catodo ao anodo.

As alterações que acontecem na interface do eletrodo/eletrólito representam o fenômeno dominante de envelhecimento de baterias, o qual é causado pela formação da SEI. O crescimento contínuo da SEI leva a alterações na porosidade da superfície, na redução da superfície ativa e na deposição de lítio metálico, resultando na perda de capacidade e potência. Os VEs possuem um pacote de baterias que consiste de módulos individuais formado por células conectadas em série e paralelo. Em decorrência das suas propriedades químicas, baterias de íons de Lítio são sistemas complexos. Desse modo, a tarefa de desenvolver modelos de envelhecimento de baterias é particularmente complicada uma vez que a degradação da bateria se origina a partir de uma variedade de fatores interligados que afetam as propriedades físicas do anodo, catodo e do eletrólito. Portanto, neste apêndice serão investigados os principais aspectos do envelhecimento de baterias, suas causas e consequências, bem como os modelos matemáticos comumente utilizados na literatura.

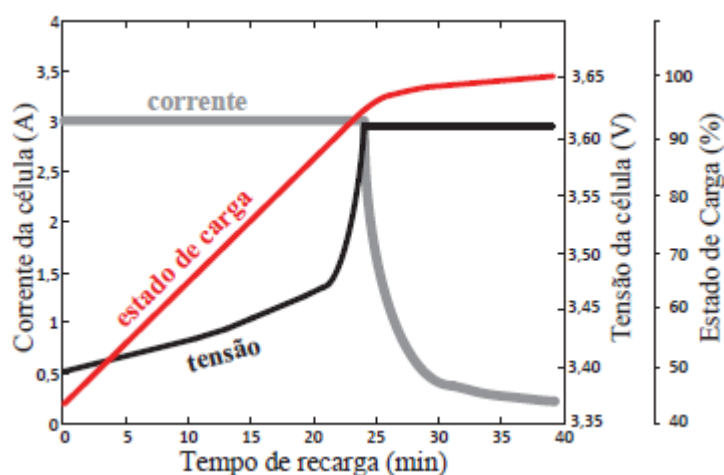
### A) Carregamento de baterias

Por ser seu único meio de armazenamento energético, a bateria determina a autonomia do veículo elétrico e devido ao custo, peso e volume elevados, se torna objeto de frequente estudo. De acordo com IEA (2017), o panorama composto por projetos de pesquisa e desenvolvimento em associação a produção em massa de baterias estão conduzindo à rápida redução de custos e aumento de densidade energética, indicando, portanto, constantes sinais de aperfeiçoamentos que confirmam a continuidade da tendência de estreitamento da lacuna de preço entre VEs e veículos de combustão interna.



Geralmente a recarga das células das baterias ocorre em duas etapas, conforme demonstra a Figura 38. A primeira etapa apresenta uma corrente constante e uma tensão com característica de crescimento exponencial, correspondente a aproximadamente 75% do tempo de recarga. A segunda etapa compreende aproximadamente os 25% restantes do tempo de carregamento, apresentando uma tensão constante e uma corrente com características semelhantes a uma função logarítmica. Embora Wei *et al.*, (2018) separe esses dois estágios na formulação matemática do problema de otimização, geralmente a literatura considera uma potência constante nos esquemas de recarga a fim de simplificar a formulação matemática. Isso significa que uma corrente constante é aplicada durante todo o período de recarga. No contexto da metodologia proposta, essa simplificação é adotada.

Figura 38 - Curva característica de carregamento.



Fonte: Rodrigues, *et. al* (2014).

O tempo total necessário para a recarga completa do veículo depende de diversos fatores, com destaque para o SoC da bateria, pois este é caracterizado por uma função que compreende a distância percorrida ao longo do dia, juntamente com o perfil de aceleração e frenagem do condutor, potência do conjunto propulsor do veículo, além de características topográficas do caminho percorrido (PAPADOPOULOS *et al.*, 2010). Quando o SoC da bateria está acima de um certo nível, a recarga é evitada a fim de não comprometer sua vida útil utilizando um ciclo de carga desnecessariamente. O mesmo objetivo é alcançado quando um SoC mínimo é estabelecido para evitar que o processo de descarga de energia continue.

A taxa de recarga suportada e a capacidade de carga elétrica da bateria também influenciam nesse fator pois, quanto maior for a primeira menos tempo será requerido para a

recarga completa, ao contrário da segunda. Portanto, o período em que o veículo permanecerá conectado à rede para recarga é dependente das características de carregamento.

## **B) Métricas das condições da bateria e especificações técnicas**

Esta seção explica as especificações presentes nos *datasheets* usados para descrever células, módulos e pacotes de baterias, conforme exposto por (MIT, 2008). O Estado de Carga (*State of Charge – SoC*) é uma expressão da capacidade atual da bateria na forma de porcentagem em função de sua capacidade máxima. Geralmente o SoC é calculado usando a integral da corrente para determinar alterações na capacidade da bateria ao longo do tempo. Já a Profundidade de Descarga (*Depth of Discharge – DoD*) é a porcentagem de capacidade da bateria que foi descarregada, expressa na forma de porcentagem em função de sua capacidade máxima. Enquanto a Tensão Terminal da bateria é medida em seus terminais com carga conectada, variando de acordo com o SoC e a corrente de des/carga, a Tensão de Circuito Aberto (*Open-Circuit Voltage – OCV*) é medida em seus terminais sem carga conectada, de modo que quanto maior o SoC, maior a OCV. Essas métricas são importantes para determinar as condições da bateria.

A Tensão Nominal refere-se a tensão de operação da bateria. A Tensão de *Cut-off* é a mínima tensão de operação permissível, a qual geralmente define o estado “vazio” da bateria (SoC = 0%). A Capacidade Nominal refere-se a capacidade de descarga total de Amperes-hora a uma determinada taxa de descarga (*C-rate*) a partir de 100% de SoC até atingir a Tensão de *Cut-off* (MIT, 2008). A Energia Nominal refere-se a capacidade total de Watt-hora disponível quando a bateria é descarregada a uma determinada taxa de descarga a partir de 100% de SoC até atingir a Tensão de *Cut-off*. A capacidade, dada em Ah ou kWh, relata diretamente o número de mols (átomos e moléculas) de Lítio que vão e voltam entre os eletrodos positivo e negativo durante os processos de des/carga da bateria.

O Ciclo de Vida é dado em função de uma DoD específica e determina o número de ciclos de des/carga que a bateria pode realizar antes de atingir um critério de desempenho específico. O ciclo de vida é estimado para condições específicas des/carga, uma vez que a vida operacional da bateria é afetada pela taxa e profundidade dos ciclos, além de outras condições como temperatura e umidade. Sendo assim, quanto maior a DoD, menor é o ciclo de vida da bateria. Tipicamente, o final da vida (*End-of-Life - EoL*) de uma bateria é definido quando a bateria degrada até o ponto onde apenas 70-80% da capacidade que a mesma detinha ao início da vida (*Beginning-of-Life - BoL*) remanesce sob condições nominais de operação.

### C) Modelos de degradação

Em termos gerais, a degradação de baterias pode ocorrer durante o armazenamento em decorrência de, por exemplo, auto descarga e aumento de impedância, bem como durante processos de des/carregamento em decorrência de, por exemplo, revestimento metálico e degradação mecânica, os quais são governados pela estabilidade termodinâmica da bateria. A degradação da bateria durante o armazenamento afeta sua vida útil, enquanto a deterioração durante o uso da bateria reduz seus ciclos de vida.

Diferentes modelos de degradação de baterias observam diferentes consequências, como por exemplo perda de capacidade ou potência. A perda de capacidade se refere a redução da habilidade de armazenar energia e resulta na redução da autonomia do VE. Por outro lado, a perda de potência degrada a capacidade de potência, afetando a aceleração e velocidade máxima. A razão inerente a perda de potência é a degradação/aumento de impedância ao longo do tempo e, conseqüentemente, limitação do fluxo de corrente. Os atuais pacotes de baterias são significativamente sobredimensionados com o propósito de atender os requerimentos de energia e potência. Sendo assim, o desenvolvimento de modelos matemáticos de baterias para compreender os fatores que afetam sua degradação sob cenários realísticos de condução é de suma importância (BAYRAM e TAJER, 2017).

## 1. Modelo NREL

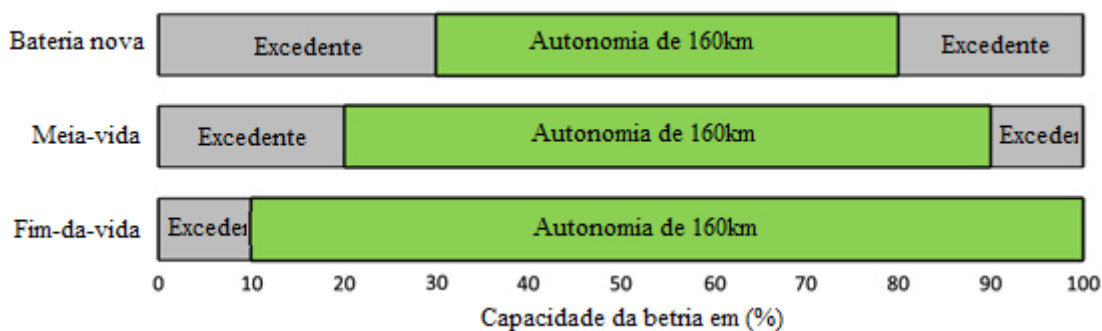
Desenvolvido a partir de dados do NREL, esse modelo de degradação de bateria estima a perda de capacidade e potência em função de três fatores principais: temperatura, perfil de SoC e DoD. São considerados o custo de uma bateria nova ( $C$ ) e o tempo de vida útil ( $L$ ) informados pelo fabricante. Adicionalmente, durante cada ciclo, a vida útil da bateria é reduzida por ( $L^{-1}$ ) unidades. Sendo assim, o custo de degradação da bateria ( $C_{deg}$ ) pode ser formalizado como (34), onde  $L^{-1}/L$  captura a proporção de envelhecimento a cada ciclo.

$$C_{deg} = C \times \frac{L^{-1}}{L} \quad (50)$$

É importante enfatizar que os cálculos de degradação são baseados em termos de fim da vida (*End of Life – EoL*), o qual é designado como sendo 80% da capacidade inicial da bateria. Os fabricantes de VEs devem contabilizar a perda de capacidade que ocorre com o passar do tempo, cuja solução do problema se dá por meio do sobredimensionamento da bateria (Battery University, 2020). Conforme a bateria se degrada, a faixa de DoD deve expandir para manter a

mesma autonomia de quando nova. Uma vez que a capacidade total é requerida, o ciclo completo é aplicado. Isso causa stress ao envelhecimento da bateria e diminui a autonomia visivelmente. A Figura 39 ilustra três faixas de saúde da bateria (*State of Health – SoH*).

Figura 39 - Autonomia em função da performance da bateria.



Fonte: Battery University (2021).

Observa-se que uma bateria nova carrega apenas até 80% e não descarrega abaixo de 30% de SoC, aproximadamente. Conforme a bateria envelhece, uma maior faixa de capacidade da bateria é demandada, resultando em stress acentuado e maior envelhecimento. A estimativa do SoC sempre foi um desafio e sua acurácia não é a mesma em detrimento a quantidade de líquido combustível em um tanque do veículo a combustão. Os usuários de VEs desejam carregamento ultra-rápido, ideal para viagens e uso ocasional, porém, esse tipo de recarga causa stress e reduz a vida útil das baterias. Se possível, a taxa de carregamento de 1C não deve ser ultrapassada.

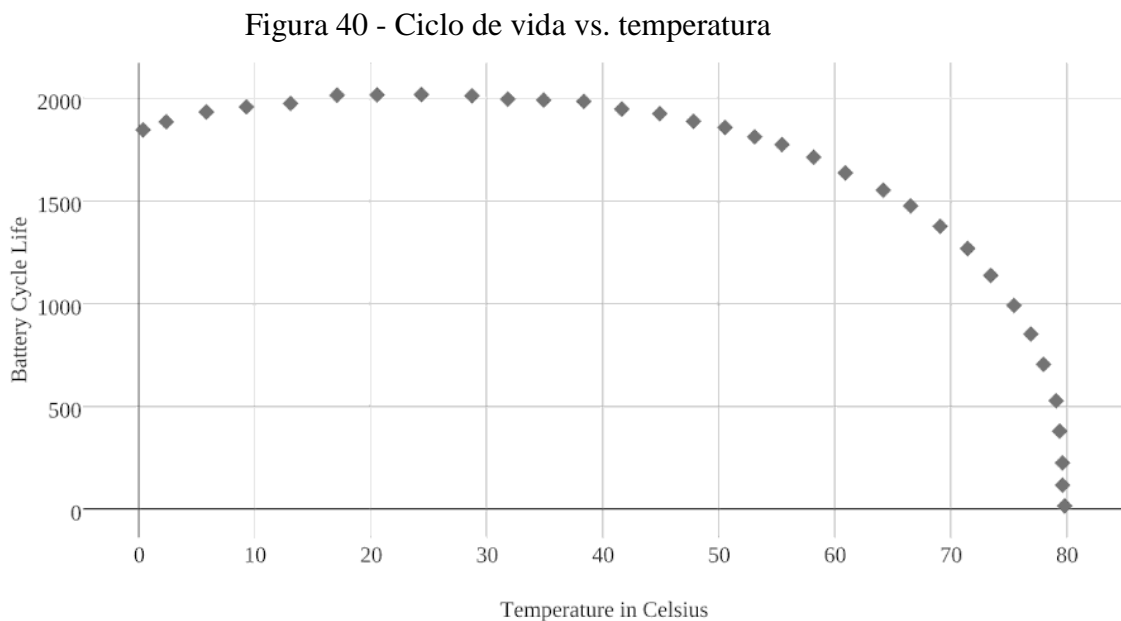
Os requerimentos de potência do fim da vida (EoL) são tipicamente sobreprovisionados em respeito aos requerimentos de energia pois requerimentos de potência em baixos SoCs (e.g. 20%) requer o uso de materiais caros. Portanto, o nível de potência de EoL ( $P$ ) é fixado em 70% da potência inicial da bateria. A perda de capacidade de potência ao longo do tempo ocorre em decorrência do crescimento temporal da resistência interna da bateria, conforme demonstrado por (SMITH *et al.*, 2012), cujo modelo de degradação é baseado no manual de testes de baterias do INL. Nas próximas sessões, serão analisados como a perda de capacidade e potência são afetados por temperatura de operação, tensão de circuito aberto e DoD, os quais são todos afetados pelo crescimento da resistência interna da bateria.

### 1.1 Degradação da bateria pela temperatura

A relação de Arrhenius serviu por muito tempo como o modelo primário para entender o efeito da temperatura na degradação de baterias, conforme dada por (51).

$$r = A \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{kT}\right) \quad (51)$$

Nessa relação,  $r$  representa a taxa de reação,  $E_a$  é a reação de ativação de energia,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $T$  é a temperatura de operação, a qual indica que  $kT$  é a energia cinética média e, por fim,  $A$  é a constante determinada por testes em baterias. A Figura 40 demonstra a relação entre o ciclo de vida de uma bateria e sua respectiva temperatura de operação. Nota-se que a vida útil de uma bateria e as perdas de capacidade e potência são inversamente proporcionais a reação  $r$  e o cálculo de degradação da bateria em um determinado período de tempo deve considerar as temperaturas exatas de operação.



Fonte: Bayram e Tajer (2017).

Importa ressaltar que a vida útil da bateria  $L$ , a qual é utilizada para o cálculo do custo de degradação da bateria em (46), é determinada com base no cenário de carregamento disponibilizado pelo fabricante. Tal cenário é usualmente descrito com base na potência mínima de carregamento, como por exemplo o Nível 2 definido pela IEC (ABNT, 2013).

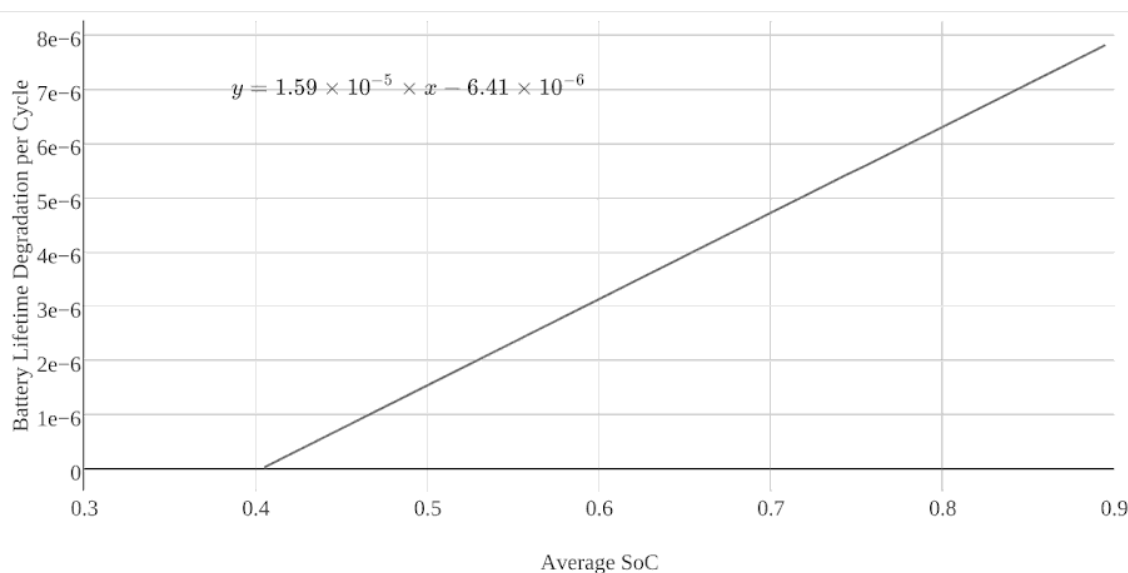
### 1.2 Degradação da bateria em decorrência do SoC

Bayram e Tajer (2017) destacam que o SoC afeta somente a capacidade da bateria (kWh). Conforme o SoC atinge valores próximos aos extremos máximo e mínimo, a resistência interna aumenta, diminuindo a capacidade da bateria ao longo do tempo. Entretanto, a estimativa da degradação em decorrência do SoC é intratável e, sendo assim, é aproximada por dados experimentais históricos. Com base em dados do NREL, a degradação pode ser descrita por (52).

$$C_{deg,SoC,q} = C \cdot \frac{a \cdot SoC_{avg} - d}{QF_{max} \cdot y \cdot 8760} \quad (52)$$

onde,  $a$  e  $d$  são parâmetros lineares de ajuste,  $QF_{max}$  é a perda de capacidade ao EoL (e.g. 20%) e  $y$  é o tempo em anos. A Figura 41 mostra um exemplo da relação linear entre o custo de degradação e o SoC médio. Importa ressaltar que essa análise é fortemente dependente dos parâmetros que são conhecidos apenas através de experimentos, variando entre os tipos de baterias.

Figura 41 - Degradação vs. SoC médio.



Fonte: Bayram e Tajer (2017).

### 1.3 Degradação da bateria em decorrência da DoD

A degradação em decorrência da DoD é similar ao caso do SoC, afetando a perda de capacidade (kWh), pois a DoD se refere a oscilações de SoC; isto é, a faixa em que a bateria é ciclada. Por exemplo, a degradação induzida por recarregar uma bateria de 60-100% é diferente

de recarregar a mesma bateria de 50-90%. Portanto, os efeitos da DoD no ciclo de vida de baterias é governado por (53).

$$N(DoD) = \left( \frac{DoD}{145,71} \right)^{-1/0,6844} \quad (53)$$

Essa relação é caracterizada com base em dados de (SMITH *et al.*, 2017), onde  $N(DoD)$  é uma métrica em relação a vida útil da bateria medida em termos de ciclos factíveis. Para computar o nível de degradação de capacidade da bateria é necessário calcular a redução da energia de saída da bateria quando opera em nível ótimo de oscilação de SoC. A principal limitação desse modelo são as informações do fabricante da bateria, as quais são de difícil conhecimento pois são derivadas de testes experimentais, ocasionando custo e tempo elevados.

## 2. Método de modelagem alternativo

O método anterior é fortemente baseado em dados do NREL, onde verifica-se uma falta de versatilidade para ser aplicado a diferentes tecnologias de baterias. Ainda, o custo para realizar experimentos para diferentes tecnologias de baterias é proibitivo, logo, estudam-se modelagens alternativas. O modelo adotado no presente estudo é proposto por Han, Han e Aki (2014), baseado na Contagem de Ciclos Factíveis (CCF) em relação à DoD. A vantagem dessa abordagem é que os dados relativos aos ciclos DoD-CCF são fornecidos pelos fabricantes das baterias e não dependem de experimentos ou demais informações necessárias para converter a degradação em um custo monetário pelo uso da bateria. A ideia intrínseca a esse modelo é a formulação de uma função densidade de degradação (FDD) que calcula o custo total de degradação com base na informação DoD-CCF. Importa ressaltar que nessa abordagem os dados fornecidos pelos fabricantes são relativos à recarga em baixos níveis de potência (i.e., carregamento lento) e os efeitos da temperatura ambiente são ignorados.

Os dados de DoD-CCF foram extraídos por Zhou *et al.*, (2011) de (MPOWERUK, 2020), a partir de curvas de degradação de baterias de chumbo ácido em função da DoD. Sendo assim, parâmetros de baterias de íons de lítio e fatores de escala foram modelados e adaptados por Zhou *et al.*, (2011), cuja justificativa é em função da energia total transacionada na bateria, diretamente relacionada a sua vida útil. Observa-se uma relação logarítmica entre os ciclos de vida (CCF) e a DoD, conforme (54).

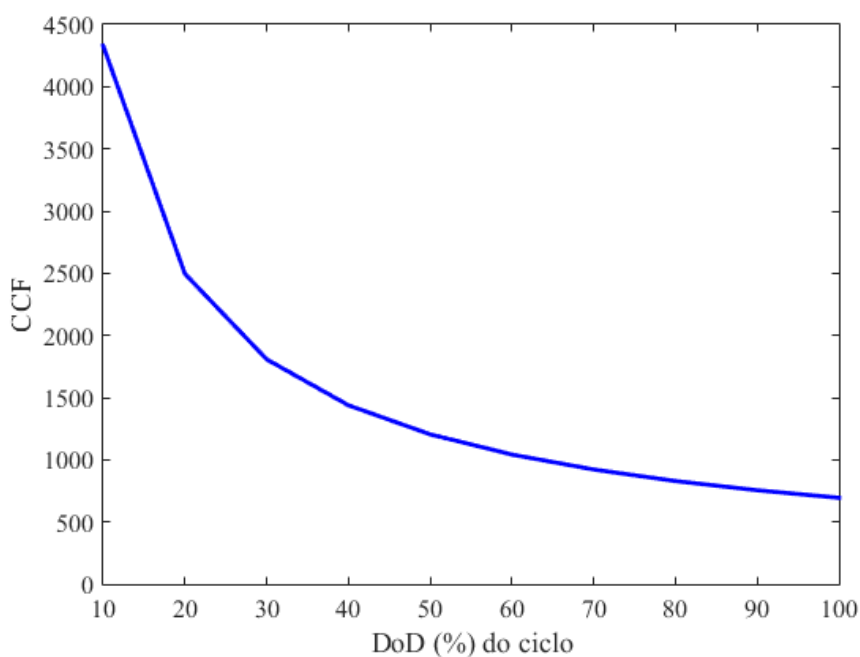
$$\ln(L) = -0,796\ln(D) + 6.5425 \quad (54)$$

onde,  $L$  denota o número de ciclos factíveis e  $D$  a DoD. Essa equação pode ser transformada em (55).

$$L = 694D^{-0,795} \quad (55)$$

A partir de (50) é possível observar o comportamento da redução no número de ciclos factíveis ( $L$ ) conforme aumenta a DoD em que a bateria é ciclada, ilustrado no exemplo da Figura 42 referente a uma bateria de íons de Lítio de 16 kWh. Entretanto, o número de ciclos não retrata o custo de degradação, logo, faz-se necessária a conversão dessa informação em um custo.

Figura 42 - CCF em função da DoD.



Fonte: Adaptado de Han, Han e Aki (2014).

O primeiro passo para modelar o custo de degradação em função da DoD é traduzir essa informação, que é dada em função da CCF, em um Custo Médio de Degradação ( $CMD$ ) da bateria. Tal custo depende da DoD, custo de aquisição ( $C$ ), capacidade ( $B_0$ ) e eficiência ( $\epsilon$ ) da bateria. O  $CMD$  denota o custo de degradação da bateria por kWh transferido para aumentar o SoC em função da DoD. Para exemplificar,  $CMD(30)$  retrata o custo de degradação da bateria por transferir 1 kWh de 70 a 100% de SoC, ou seja, DoD de 30%. A variação do  $CMD$  em relação a DoD é governada por (56).



$$MD(DoD) = \frac{C}{2 \cdot CCF(DoD) \cdot B_0 \cdot DoD \cdot \varepsilon^2} \quad (56)$$

Neste caso, o CMD considera um fator que conta pelos processos de carga e descarga da bateria a cada ciclo e, por esse motivo, as eficiências de carga e descarga, assumidas como iguais, elevam o termo ( $\varepsilon$ ) ao quadrado. Importa ressaltar que o CMD a partir da DoD assume que o ciclo sempre é dado em função do carregamento completo (i.e., 100% de SoC), o que pode não ser compatível com a realidade em muitos casos. Como alternativa, Han, Han e Aki (2014) introduzem a Função Densidade de Desgaste (FDD) para capturar o custo de degradação para qualquer nível de SoC. Com base nessa informação, o CMD em função da DoD é modificado para (57). Dessa maneira é possível capturar variações no SoC e, conseqüentemente, a quantidade de energia transacionada na bateria.

$$CMD(DoD) = \frac{1}{DoD} \int_{1-DoD}^1 CCF(SoC) d(SoC) \quad (57)$$

Dada essa formulação geral e aplicando a derivada dos dois lados, através da aproximação das curvas extraídas de Han, Han e Aki (2014), é obtida uma relação exata de CCF em função da DoD (i.e.,  $\frac{x}{DoD^y}$ , onde  $x$  e  $y$  são 694 e 0,795, respectivamente) a partir dos valores extraídos da relação logarítmica apresentada em (54). Desse modo, substituindo em (57), obtém-se uma FDD em função do SoC, conforme (58).

$$FDD(SoC) = 0,322 \cdot (1 - SoC)^{-0,205} \quad (58)$$

O denominador de (42) denota a DoD em que a bateria é ciclada a partir da informação do SoC no instante da conexão do VE na estação de recarga. Entretanto, essa informação é dada em função do carregamento completo apenas. O último passo dessa análise é derivar toda a expressão de custo de degradação da bateria para qualquer nível de SoC, resultando no custo de degradação ( $C_{deg}$ ), conforme (59).

$$C_{deg} = B_0 \cdot \int_0^\tau FDD(SoC(t)) \left| \frac{dSoC(t)}{dt} \right| dt \quad (59)$$

onde,  $t$  é o índice de tempo,  $\tau$  é o horizonte de carregamento e  $\frac{dSoC(t)}{dt}$  é o padrão de recarga (i.e., trajetória de potência).

Uma vez que a variável de controle é a potência (taxa de carregamento) e não o SoC, é conveniente representar SoC(t) com a potência, conforme (60).

$$\frac{dSoC(t)}{dt} = \frac{1}{B_0} \cdot p(t) \quad (60)$$

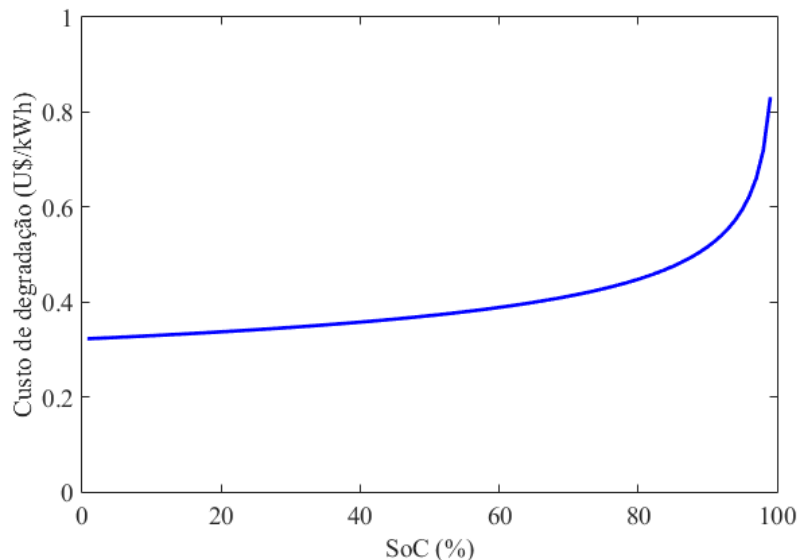
onde,  $p(t)$  é a trajetória de potência.

Apesar do BMS do veículo controlar a taxa de carregamento conforme projetado pelo fabricante, para simplificação, é assumida uma potência constante para a recarga ( $P_c$ ) ao longo do intervalo de tempo ( $t$ ). Dessa maneira, o custo total de degradação ( $\delta_{total}$ ) da bateria para qualquer nível de SoC em relação ao carregamento completo é governado por (61).

$$\delta_{total} = \left( -\frac{0,322 \cdot P_c^2}{0,795 \cdot B_0} \right) \cdot \left[ \left( 1 - SoC - \frac{P_c}{B_0} \cdot t \right)^{0,795} - (1 - SoC)^{0,795} \right] \quad (61)$$

A partir dessa formulação é possível analisar o comportamento do custo de degradação em função do SoC em que a bateria realiza o ciclo, derivando, portanto, um custo de degradação por kWh transacionado, conforme ilustrado na Figura 43.

Figura 43 - Custo de degradação em função do SoC.



Fonte: Adaptado de Han, Han e Aki (2014).

## ANEXO A – PARÂMETROS DOS VEÍCULOS

Tabela 18 – Parâmetros dos VEs.

(continua)

VE	$B_n$	$P_n^{max}$	$S_n^i$	$S_n^f$	$k_n^c$	$k_n^p$	$\delta_n^i$	VE	$B_n$	$P_n^{max}$	$S_n^i$	$S_n^f$	$k_n^c$	$k_n^p$	$\delta_n^i$
1	39,00	3,60	0,42	0,72	34	50	4,31E-04	51	75,00	11,00	0,94	1,00	78	84	5,72E-03
2	75,00	11,00	0,71	1,00	43	56	3,86E-03	52	75,00	11,00	0,84	1,00	28	76	4,42E-03
3	75,00	11,00	0,48	1,00	33	73	3,41E-03	53	37,30	11,00	0,21	1,00	23	46	1,27E-02
4	83,70	11,00	0,76	1,00	44	59	3,23E-03	54	37,30	11,00	0,21	1,00	53	78	1,27E-02
5	39,00	3,60	0,57	1,00	28	55	4,58E-04	55	28,90	11,00	0,90	1,00	60	69	3,84E-02
6	28,90	11,00	0,47	1,00	69	87	2,31E-02	56	75,00	11,00	0,45	1,00	32	83	3,37E-03
7	75,00	11,00	0,49	0,82	31	42	3,42E-03	57	28,90	11,00	0,28	0,76	62	68	2,16E-02
8	75,00	11,00	0,61	1,00	34	73	3,62E-03	58	55,00	6,60	0,94	1,00	24	60	2,25E-03
9	75,00	11,00	0,57	0,81	25	33	3,55E-03	59	75,00	11,00	0,54	1,00	29	53	3,50E-03
10	28,90	11,00	0,44	1,00	65	94	2,29E-02	60	75,00	11,00	0,45	1,00	49	68	3,37E-03
11	75,00	11,00	0,43	1,00	32	52	3,34E-03	61	30,20	7,00	0,65	1,00	35	86	5,94E-03
12	75,00	11,00	0,67	0,91	31	39	3,76E-03	62	75,00	11,00	0,70	1,00	30	76	3,84E-03
13	75,00	11,00	0,64	1,00	29	68	3,69E-03	63	75,00	11,00	0,92	1,00	28	85	5,26E-03
14	30,20	7,00	0,51	1,00	47	57	5,51E-03	64	75,00	11,00	0,95	1,00	50	80	6,10E-03
15	37,30	11,00	0,44	1,00	69	78	1,37E-02	65	75,00	11,00	0,53	1,00	57	81	3,48E-03
16	28,90	11,00	0,63	1,00	70	81	2,51E-02	66	30,20	7,00	0,47	1,00	40	73	5,42E-03
17	28,90	11,00	0,36	1,00	48	71	2,22E-02	67	75,00	11,00	0,80	1,00	24	56	4,20E-03
18	75,00	11,00	0,44	1,00	56	85	3,35E-03	68	28,90	11,00	0,75	1,00	26	55	2,77E-02
19	75,00	11,00	0,47	1,00	44	78	3,39E-03	69	75,00	11,00	0,70	1,00	32	82	3,84E-03
20	75,00	11,00	0,55	1,00	52	90	3,51E-03	70	37,30	11,00	0,44	1,00	65	74	1,37E-02
21	28,90	11,00	0,43	1,00	64	74	2,28E-02	71	30,20	7,00	0,38	1,00	24	79	5,24E-03
22	30,20	7,00	0,61	1,00	44	60	5,79E-03	72	75,00	11,00	0,61	0,88	77	86	3,62E-03
23	28,90	11,00	0,35	1,00	30	58	2,21E-02	73	75,00	11,00	0,54	1,00	48	63	3,50E-03
24	75,00	11,00	0,60	1,00	39	52	3,60E-03	74	75,00	11,00	0,45	1,00	22	77	3,37E-03
25	39,00	3,60	0,50	1,00	51	77	4,44E-04	75	30,20	7,00	0,38	1,00	45	73	5,24E-03
26	75,00	11,00	0,36	0,66	55	65	3,26E-03	76	75,00	11,00	0,47	0,87	33	46	3,39E-03
27	37,30	11,00	0,67	1,00	27	59	1,54E-02	77	75,00	11,00	0,93	1,00	42	62	5,46E-03
28	39,00	3,60	0,31	0,59	30	45	4,15E-04	78	75,00	11,00	0,62	0,83	79	86	3,64E-03
29	75,00	11,00	0,44	1,00	29	62	3,35E-03	79	39,00	3,60	0,55	1,00	28	62	4,54E-04
30	75,00	11,00	0,54	1,00	57	72	3,50E-03	80	55,00	6,60	0,56	1,00	30	73	1,42E-03
31	28,90	11,00	0,41	1,00	57	89	2,26E-02	81	37,30	11,00	0,21	1,00	23	78	1,27E-02
32	37,30	11,00	0,42	1,00	69	96	1,36E-02	82	39,00	3,60	0,21	1,00	29	71	4,04E-04
33	75,00	11,00	0,65	1,00	52	91	3,71E-03	83	55,00	6,60	0,94	1,00	31	72	2,25E-03
34	30,20	7,00	0,35	1,00	67	83	5,18E-03	84	75,00	11,00	0,85	1,00	22	62	4,49E-03
35	37,30	11,00	0,68	1,00	63	96	1,55E-02	85	75,00	11,00	0,85	1,00	24	83	4,49E-03
36	52,00	22,00	0,63	1,00	48	67	6,24E-02	86	75,00	11,00	0,45	1,00	27	61	3,37E-03
37	37,30	11,00	0,40	1,00	37	48	1,35E-02	87	75,00	11,00	0,45	0,85	33	46	3,37E-03
38	37,30	11,00	0,60	1,00	31	41	1,47E-02	88	39,00	3,60	0,32	1,00	47	82	4,16E-04
39	75,00	11,00	0,64	1,00	30	61	3,69E-03	89	55,00	6,60	0,84	1,00	32	66	1,77E-03

Tabela 18 – Parâmetros dos VEs.

(conclusão).

<b>40</b>	83,70	11,00	0,64	0,91	31	41	2,96E-03	<b>90</b>	37,30	11,00	0,21	1,00	34	54	1,27E-02
<b>41</b>	65,00	7,40	0,39	0,60	27	36	1,33E-03	<b>91</b>	75,00	11,00	0,85	1,00	22	72	4,49E-03
<b>42</b>	30,20	7,00	0,50	1,00	72	94	5,49E-03	<b>92</b>	75,00	11,00	0,45	1,00	46	86	3,37E-03
<b>43</b>	75,00	11,00	0,67	1,00	28	51	3,76E-03	<b>93</b>	55,00	6,60	0,87	1,00	32	75	1,85E-03
<b>44</b>	28,90	11,00	0,52	1,00	66	96	2,37E-02	<b>94</b>	75,00	11,00	0,87	1,00	36	71	4,64E-03
<b>45</b>	65,00	7,40	0,42	1,00	53	91	1,35E-03	<b>95</b>	65,00	7,40	0,89	1,00	22	67	1,94E-03
<b>46</b>	28,90	11,00	0,35	1,00	58	89	2,21E-02	<b>96</b>	39,00	3,60	0,43	0,50	82	86	4,32E-04
<b>47</b>	75,00	11,00	0,32	1,00	62	85	3,22E-03	<b>97</b>	75,00	11,00	0,89	1,00	73	93	4,84E-03
<b>48</b>	55,00	6,60	0,69	1,00	67	96	1,53E-03	<b>98</b>	28,90	11,00	0,59	1,00	35	51	2,45E-02
<b>49</b>	37,30	11,00	0,40	1,00	42	58	1,35E-02	<b>99</b>	83,70	11,00	0,90	1,00	39	72	3,96E-03
<b>50</b>	37,30	11,00	0,42	1,00	34	53	1,36E-02	<b>100</b>	28,90	11,00	0,01	1,00	25	67	2,02E-02

## ANEXO B – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 1 (CENÁRIO 1)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12192595**

**Password: zQGgdKWw**

Figura 44 – Resultados do Caso 1 (Cenário 1).

VE	SoC inicial	SoC final	Energia recarga (kWh)	Custo recarga	VE	SoC inicial	SoC final	Energia recarga (kWh)	Custo recarga
1	0,42	0,75346	15,30	R\$ 26,66	26	0,94	0,702833	5,29	R\$ 13,34
2	0,71	1	25,59	R\$ 37,36	27	0,84	1	14,12	R\$ 28,57
3	0,48	1	45,88	R\$ 82,51	28	0,21	0,623846	34,67	R\$ 67,33
4	0,76	1	23,63	R\$ 33,79	29	0,21	1	34,67	R\$ 50,65
5	0,57	1	19,73	R\$ 36,38	30	0,9	1	3,40	R\$ 4,76
6	0,47	1	18,02	R\$ 38,08	31	0,45	1	48,53	R\$ 88,00
7	0,49	0,864	33,00	R\$ 66,05	32	0,28	1	19,25	R\$ 32,27
8	0,61	1	34,41	R\$ 64,20	33	0,94	1	3,88	R\$ 6,79
9	0,57	0,8505	24,75	R\$ 49,54	34	0,54	1	40,59	R\$ 80,82
10	0,44	1	19,04	R\$ 34,95	35	0,45	1	48,53	R\$ 70,35
11	0,43	1	50,29	R\$ 90,36	36	0,65	1	12,44	R\$ 24,73
12	0,67	0,9505	24,75	R\$ 51,30	37	0,7	1	26,47	R\$ 54,87
13	0,64	1	31,76	R\$ 65,57	38	0,92	1	7,06	R\$ 14,10
14	0,51	1	17,41	R\$ 24,04	39	0,95	1	4,41	R\$ 5,91
15	0,44	1	24,57	R\$ 53,85	40	0,53	0,947198	41,47	R\$ 68,27
16	0,63	1	12,58	R\$ 26,38	41	0,47	0,631923	18,83	R\$ 29,54
17	0,36	1	21,76	R\$ 29,84	42	0,8	1	17,65	R\$ 33,27
18	0,44	1	49,41	R\$ 83,29	43	0,75	1	8,50	R\$ 16,37
19	0,47	1	46,76	R\$ 65,48	44	0,7	1	26,47	R\$ 54,06
20	0,55	1	39,71	R\$ 58,30	45	0,44	1	24,57	R\$ 46,79
21	0,43	1	19,38	R\$ 34,59	46	0,38	1	22,03	R\$ 43,89
22	0,61	1	13,86	R\$ 19,92	47	0,61	1	27,49	R\$ 66,52
23	0,35	1	22,10	R\$ 46,16	48	0,54	1	40,59	R\$ 56,62
24	0,6	1	35,29	R\$ 55,86	49	0,45	1	48,53	R\$ 94,23
25	0,5	1	22,94	R\$ 38,72	50	0,38	1	22,03	R\$ 30,62
<b>Total</b>	<b>Energia</b>				<b>Custo recarga</b>				
	<b>2466,07 kWh</b>				<b>R\$ 2.295,84</b>				

Fonte: Do autor.

## ANEXO C – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 2 (CENÁRIO 1)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12193188**

**Password: BhdiPWaZ**

Figura 45 – Resultados do Caso 2 (Cenário 1).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento
1	15,30	R\$ 26,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,66	R\$ 26,66
2	25,59	R\$ 35,57	R\$ -	R\$ -	R\$ 35,57	R\$ 35,57
3	45,88	R\$ 69,51	R\$ 0,03	R\$ 0,66	R\$ 69,48	R\$ 69,54
4	23,63	R\$ 33,06	R\$ -	R\$ -	R\$ 33,06	R\$ 33,06
5	19,73	R\$ 33,93	R\$ -	R\$ -	R\$ 33,93	R\$ 33,93
6	18,02	R\$ 38,59	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,59	R\$ 38,59
7	33,00	R\$ 66,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,05	R\$ 66,05
8	34,41	R\$ 47,27	R\$ 4,43	R\$ 0,68	R\$ 42,84	R\$ 51,70
9	24,75	R\$ 49,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,54	R\$ 49,54
10	19,04	R\$ 39,19	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,19	R\$ 39,19
11	50,29	R\$ 85,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 85,07	R\$ 85,07
12	24,75	R\$ 51,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,30	R\$ 51,30
13	31,76	R\$ 47,10	R\$ -	R\$ -	R\$ 47,10	R\$ 47,10
14	17,41	R\$ 24,04	R\$ -	R\$ -	R\$ 24,04	R\$ 24,04
15	24,57	R\$ 54,40	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,40	R\$ 54,40
16	12,58	R\$ 28,18	R\$ -	R\$ -	R\$ 28,18	R\$ 28,18
17	21,76	R\$ 30,11	R\$ -	R\$ -	R\$ 30,11	R\$ 30,11
18	49,41	R\$ 85,45	R\$ -	R\$ -	R\$ 85,45	R\$ 85,45
19	46,76	R\$ 68,16	R\$ -	R\$ -	R\$ 68,16	R\$ 68,16
20	39,71	R\$ 59,99	R\$ -	R\$ -	R\$ 59,99	R\$ 59,99
21	19,38	R\$ 35,21	R\$ -	R\$ -	R\$ 35,21	R\$ 35,21
22	13,86	R\$ 19,03	R\$ 1,20	R\$ 0,69	R\$ 17,83	R\$ 20,23
23	22,10	R\$ 32,15	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,15	R\$ 32,15
24	35,29	R\$ 53,90	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,90	R\$ 53,90
25	22,94	R\$ 38,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,89	R\$ 38,89
26	5,29	R\$ 13,34	R\$ -	R\$ -	R\$ 13,34	R\$ 13,34
27	14,12	R\$ 19,38	R\$ -	R\$ -	R\$ 19,38	R\$ 19,38
28	34,67	R\$ 60,86	R\$ -	R\$ -	R\$ 60,86	R\$ 60,86
29	34,67	R\$ 52,08	R\$ -	R\$ -	R\$ 52,08	R\$ 52,08
30	3,40	R\$ 5,68	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,68	R\$ 5,68
31	48,53	R\$ 74,86	R\$ 0,63	R\$ 0,64	R\$ 74,23	R\$ 75,49
32	19,25	R\$ 32,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,27	R\$ 32,27
33	3,88	R\$ 5,20	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,20	R\$ 5,20
34	40,59	R\$ 64,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 64,27	R\$ 64,27
35	48,53	R\$ 70,35	R\$ -	R\$ -	R\$ 70,35	R\$ 70,35
36	12,44	R\$ 17,24	R\$ -	R\$ -	R\$ 17,24	R\$ 17,24
37	26,47	R\$ 42,45	R\$ -	R\$ -	R\$ 42,45	R\$ 42,45
38	7,06	R\$ 9,48	R\$ -	R\$ -	R\$ 9,48	R\$ 9,48
39	4,41	R\$ 6,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 6,07	R\$ 6,07
40	41,47	R\$ 72,15	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,15	R\$ 72,15
41	18,83	R\$ 25,54	R\$ 2,24	R\$ 0,64	R\$ 23,30	R\$ 27,78
42	17,65	R\$ 25,70	R\$ -	R\$ -	R\$ 25,70	R\$ 25,70
43	8,50	R\$ 11,59	R\$ -	R\$ -	R\$ 11,59	R\$ 11,59
44	26,47	R\$ 38,33	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,33	R\$ 38,33
45	24,57	R\$ 46,79	R\$ -	R\$ -	R\$ 46,79	R\$ 46,79
46	22,03	R\$ 34,79	R\$ 1,10	R\$ 0,63	R\$ 33,69	R\$ 35,89
47	27,49	R\$ 66,51	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,51	R\$ 66,51
48	40,59	R\$ 56,78	R\$ -	R\$ -	R\$ 56,78	R\$ 56,78
49	48,53	R\$ 77,02	R\$ -	R\$ -	R\$ 77,02	R\$ 77,02
50	22,03	R\$ 32,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,00	R\$ 32,00
	<b>1293,40 kWh</b>	<b>R\$ 2.113,06</b>	<b>R\$ 9,63</b>	<b>R\$ 3,94</b>	<b>R\$ 2.103,43</b>	<b>R\$ 2.122,69</b>

Figura 46 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 1 (continua).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAB	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 18,88	R\$ -	R\$ 18,88	R\$ -	R\$ 18,88	R\$ -	R\$ 18,88
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 23,56	R\$ -	R\$ 23,56	R\$ -	R\$ 23,56	R\$ -	R\$ 23,56
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,62	R\$ -	R\$ 26,62	R\$ -	R\$ 26,62	R\$ -	R\$ 26,62
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
15	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
22	R\$ 4,16	-R\$ 0,00	R\$ 4,16	R\$ -	-R\$ 4,16	-R\$ 4,16	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
23	R\$ 4,16	R\$ 0,00	R\$ 4,16	-R\$ 0,00	-R\$ 2,29	-R\$ 2,29	-R\$ 0,02	R\$ 1,86	-R\$ 0,00	R\$ 1,86
24	R\$ 4,16	-R\$ 2,65	R\$ 1,51	R\$ 6,99	R\$ 0,00	R\$ 6,99	-R\$ 0,04	R\$ 8,46	R\$ -	R\$ 8,46
25	R\$ 18,55	R\$ -	R\$ 18,55	R\$ 10,94	R\$ -	R\$ 10,94	-R\$ 0,11	R\$ 29,38	R\$ -	R\$ 29,38
26	R\$ 10,57	R\$ -	R\$ 10,57	R\$ -	-R\$ 13,76	-R\$ 13,76	-R\$ 0,23	R\$ -	-R\$ 3,41	-R\$ 3,41
27	R\$ 15,86	R\$ -	R\$ 15,86	R\$ -	-R\$ 18,81	-R\$ 18,81	-R\$ 0,47	R\$ -	-R\$ 3,41	-R\$ 3,41
28	R\$ 10,57	R\$ -	R\$ 10,57	R\$ -	-R\$ 13,14	-R\$ 13,14	-R\$ 0,85	R\$ -	-R\$ 3,41	-R\$ 3,41
29	R\$ 33,53	R\$ -	R\$ 33,53	R\$ -	-R\$ 32,13	-R\$ 32,13	-R\$ 1,40	R\$ -	R\$ -	R\$ -
30	R\$ 5,62	-R\$ 0,00	R\$ 5,62	R\$ -	-R\$ 3,49	-R\$ 3,49	-R\$ 2,14	R\$ -	R\$ -	-4,32E-27
31	R\$ 35,44	R\$ -	R\$ 35,44	R\$ -	-R\$ 32,20	-R\$ 32,20	-R\$ 3,24	R\$ -	R\$ -	-4,32E-27
32	R\$ 18,71	R\$ 0,00	R\$ 18,71	R\$ -	-R\$ 13,75	-R\$ 13,75	-R\$ 4,96	R\$ -	R\$ -	-4,32E-27
33	R\$ 19,63	R\$ -	R\$ 19,63	R\$ -	-R\$ 11,99	-R\$ 11,99	-R\$ 7,65	R\$ -	R\$ -	R\$ -
34	R\$ 21,56	-R\$ 0,00	R\$ 21,56	R\$ -	-R\$ 11,20	-R\$ 11,20	-R\$ 10,37	R\$ -	R\$ -	R\$ -
35	R\$ 21,56	-R\$ 8,09	R\$ 13,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 13,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -
36	R\$ 21,56	-R\$ 5,30	R\$ 16,26	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 16,26	R\$ -	R\$ -	R\$ -
37	R\$ 18,25	-R\$ 0,22	R\$ 18,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 18,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -
38	R\$ 23,37	-R\$ 1,90	R\$ 21,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 21,47	R\$ 0,00	R\$ -	2,25E-25
39	R\$ 25,53	-R\$ 0,50	R\$ 25,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 25,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -
40	R\$ 28,46	-R\$ 0,00	R\$ 28,46	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 28,46	R\$ -	R\$ -	R\$ -
41	R\$ 26,51	R\$ 0,00	R\$ 26,51	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 26,51	R\$ -	R\$ -	R\$ -
42	R\$ 31,74	-R\$ 2,95	R\$ 28,79	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 28,79	R\$ -	R\$ -	R\$ -
43	R\$ 27,61	-R\$ 0,00	R\$ 27,61	R\$ 3,44	R\$ 0,00	R\$ 3,44	-R\$ 31,05	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -
44	R\$ 44,99	-R\$ 2,95	R\$ 42,04	R\$ -	-R\$ 9,41	-R\$ 9,41	-R\$ 32,63	R\$ -	-R\$ 0,00	-4,49E-14
45	R\$ 39,11	-R\$ 2,53	R\$ 36,58	R\$ 3,63	R\$ -	R\$ 3,63	-R\$ 29,09	R\$ 11,12	R\$ -	R\$ 11,12
46	R\$ 34,23	-R\$ 0,00	R\$ 34,23	R\$ 0,00	-R\$ 3,96	-R\$ 3,96	-R\$ 30,27	R\$ -	R\$ -	R\$ -
47	R\$ 36,80	R\$ 0,00	R\$ 36,80	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 31,17	R\$ 5,63	R\$ -	R\$ 5,63
48	R\$ 55,33	-R\$ 0,00	R\$ 55,33	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 32,10	R\$ 23,24	R\$ -	R\$ 23,24
49	R\$ 95,93	-R\$ 0,00	R\$ 95,93	R\$ 23,72	R\$ 0,00	R\$ 23,72	-R\$ 30,27	R\$ 89,37	R\$ 0,00	R\$ 89,37

Figura 47 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 1 (conclusão).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAR	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
50	R\$ 86,45	R\$ -	R\$ 86,45	R\$ 24,45	-R\$ 0,00	R\$ 24,45	-R\$ 30,25	R\$ 80,64	-R\$ 0,00	R\$ 80,64
51	R\$ 82,99	R\$ -	R\$ 82,99	R\$ 26,30	R\$ 0,00	R\$ 26,30	-R\$ 31,21	R\$ 78,09	-R\$ 0,00	R\$ 78,09
52	R\$ 98,09	R\$ -	R\$ 98,09	R\$ 26,78	R\$ 0,00	R\$ 26,78	-R\$ 31,13	R\$ 93,74	R\$ -	R\$ 93,74
53	R\$ 40,37	R\$ -	R\$ 40,37	R\$ 3,66	R\$ 0,00	R\$ 3,66	-R\$ 31,90	R\$ 12,12	R\$ -	R\$ 12,12
54	R\$ 50,80	R\$ 0,00	R\$ 50,80	R\$ -	-R\$ 18,72	-R\$ 18,72	-R\$ 32,08	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -
55	R\$ 83,45	-R\$ 0,00	R\$ 83,45	R\$ 15,49	-R\$ 0,00	R\$ 15,49	-R\$ 31,30	R\$ 67,63	-R\$ 0,00	R\$ 67,63
56	R\$ 50,58	R\$ -	R\$ 50,58	R\$ -	-R\$ 25,17	-R\$ 25,17	-R\$ 30,98	R\$ -	-R\$ 5,58	-R\$ 5,58
57	R\$ 29,35	R\$ 0,00	R\$ 29,35	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 29,35	R\$ -	R\$ -	R\$ -
58	R\$ 29,23	R\$ -	R\$ 29,23	R\$ -	-R\$ 0,44	-R\$ 0,44	-R\$ 28,79	R\$ -	R\$ 0,00	9,26E-16
59	R\$ 80,74	-R\$ 0,00	R\$ 80,74	R\$ 27,07	R\$ -	R\$ 27,07	-R\$ 27,81	R\$ 80,01	R\$ 0,00	R\$ 80,01
60	R\$ 30,47	R\$ -	R\$ 30,47	R\$ -	-R\$ 4,18	-R\$ 4,18	-R\$ 26,30	R\$ 0,00	R\$ -	1,02E-14
61	R\$ 29,94	R\$ -	R\$ 29,94	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 29,94	R\$ -	R\$ 0,00	2,92E-14
62	R\$ 32,21	R\$ -	R\$ 32,21	R\$ 0,00	-R\$ 7,89	-R\$ 7,89	-R\$ 28,28	R\$ 0,00	-R\$ 3,97	-R\$ 3,97
63	R\$ 89,11	R\$ -	R\$ 89,11	R\$ 14,05	R\$ 0,00	R\$ 14,05	-R\$ 25,53	R\$ 77,63	-R\$ 0,00	R\$ 77,63
64	R\$ 32,21	R\$ 0,00	R\$ 32,21	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 23,94	R\$ 8,27	R\$ -	R\$ 8,27
65	R\$ 32,99	-R\$ 0,00	R\$ 32,99	R\$ -	-R\$ 9,81	-R\$ 9,81	-R\$ 23,18	R\$ 0,00	R\$ 0,00	6,72E-16
66	R\$ 18,85	R\$ 0,00	R\$ 18,85	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 18,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -
67	R\$ 16,35	-R\$ 0,00	R\$ 16,35	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 16,35	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -
68	R\$ 30,19	R\$ -	R\$ 30,19	R\$ -	-R\$ 6,23	-R\$ 6,23	-R\$ 13,77	R\$ 10,19	R\$ -	R\$ 10,19
69	R\$ 67,50	-R\$ 0,00	R\$ 67,50	R\$ 8,99	R\$ 0,00	R\$ 8,99	-R\$ 12,57	R\$ 63,93	R\$ -	R\$ 63,93
70	R\$ 73,94	R\$ -	R\$ 73,94	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 10,01	R\$ 63,93	R\$ -	R\$ 63,93
71	R\$ 72,30	R\$ -	R\$ 72,30	R\$ -	-R\$ 0,43	-R\$ 0,43	-R\$ 7,94	R\$ 63,93	R\$ -	R\$ 63,93
72	R\$ 34,33	R\$ -	R\$ 34,33	R\$ 7,22	R\$ 0,00	R\$ 7,22	-R\$ 6,18	R\$ 35,37	R\$ -	R\$ 35,37
73	R\$ 31,97	R\$ 0,00	R\$ 31,97	R\$ -	-R\$ 22,61	-R\$ 22,61	-R\$ 5,62	R\$ 3,75	R\$ -	R\$ 3,75
74	R\$ 8,51	-R\$ 0,00	R\$ 8,51	R\$ 22,23	-R\$ 0,00	R\$ 22,23	-R\$ 4,15	R\$ 26,59	R\$ -	R\$ 26,59
75	R\$ 10,58	R\$ 0,00	R\$ 10,58	R\$ -	-R\$ 46,66	-R\$ 46,66	-R\$ 2,65	-R\$ 0,00	-R\$ 38,73	-R\$ 38,73
76	R\$ 12,53	R\$ -	R\$ 12,53	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 1,66	R\$ 10,87	R\$ -	R\$ 10,87
77	R\$ 16,13	R\$ 0,00	R\$ 16,13	R\$ -	-R\$ 15,01	-R\$ 15,01	-R\$ 1,10	R\$ 0,02	R\$ -	R\$ 0,02
78	R\$ 34,65	-R\$ 0,00	R\$ 34,65	R\$ -	-R\$ 33,92	-R\$ 33,92	-R\$ 0,71	R\$ 0,02	R\$ -	R\$ 0,02
79	R\$ 17,84	R\$ -	R\$ 17,84	R\$ -	-R\$ 17,39	-R\$ 17,39	-R\$ 0,44	R\$ 0,02	R\$ -	R\$ 0,02
80	R\$ 20,27	-R\$ 0,00	R\$ 20,27	R\$ -	-R\$ 20,02	-R\$ 20,02	-R\$ 0,23	R\$ 0,02	R\$ -	R\$ 0,02
81	R\$ 6,67	R\$ -	R\$ 6,67	R\$ -	-R\$ 6,59	-R\$ 6,59	-R\$ 0,09	R\$ 0,00	R\$ -	6,16E-17
82	R\$ 6,67	R\$ -	R\$ 6,67	R\$ 7,03	-R\$ 0,00	R\$ 7,03	-R\$ 0,02	R\$ 13,68	R\$ -	R\$ 13,68
83	R\$ 6,66	R\$ 0,00	R\$ 6,66	-R\$ 0,00	-R\$ 48,53	-R\$ 48,53	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 41,87	-R\$ 41,87
84	R\$ 6,67	R\$ -	R\$ 6,67	R\$ -	-R\$ 6,67	-R\$ 6,67	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00	3,29E-16
85	R\$ 6,06	-R\$ 0,00	R\$ 6,06	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 6,06	R\$ -	R\$ 6,06
86	R\$ 6,06	R\$ -	R\$ 6,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 6,06	R\$ -	R\$ 6,06
87	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	6,51E-15
88	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-8,22E-15
89	R\$ 5,84	R\$ -	R\$ 5,84	R\$ 27,73	R\$ -	R\$ 27,73	R\$ -	R\$ 33,57	R\$ -	R\$ 33,57
90	R\$ 5,39	-R\$ 0,00	R\$ 5,39	R\$ -	-R\$ 5,39	-R\$ 5,39	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-8,25E-14
91	R\$ 5,84	-R\$ 0,00	R\$ 5,84	R\$ -	-R\$ 5,84	-R\$ 5,84	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	1,20E-13
92	R\$ 5,84	R\$ 0,00	R\$ 5,84	R\$ -	-R\$ 5,84	-R\$ 5,84	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	2,31E-15
93	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,55	R\$ 0,00	R\$ 0,55	R\$ -	R\$ 0,55	R\$ -	R\$ 0,55
94	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 30,79	R\$ -	R\$ 30,79	R\$ -	R\$ 30,79	R\$ -	R\$ 30,79
95	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	6,61E-15
96	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
97	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	<b>R\$ 2.140,15</b>	<b>-R\$ 27,09</b>	<b>R\$ 2.113,06</b>	<b>R\$ 360,12</b>	<b>-R\$ 477,59</b>	<b>-R\$ 117,48</b>	<b>-R\$ 990,39</b>	<b>R\$ 1.105,57</b>	<b>-R\$ 100,38</b>	<b>R\$ 1.005,19</b>



## ANEXO D – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 3 (CENÁRIO 1)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12201387**

**Password: TfvEQBXp**

Figura 48 – Resultados do Caso 3 (Cenário 1).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento
1	15,30	R\$ 26,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,66	R\$ 26,66
2	25,59	R\$ 35,67	R\$ -	R\$ -	R\$ 35,67	R\$ 35,67
3	45,88	R\$ 67,82	R\$ 2,46	R\$ 0,65	R\$ 65,36	R\$ 70,28
4	23,63	R\$ 32,35	R\$ 0,73	R\$ 0,68	R\$ 31,62	R\$ 33,08
5	19,73	R\$ 33,15	R\$ -	R\$ -	R\$ 33,15	R\$ 33,15
6	18,02	R\$ 38,91	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,91	R\$ 38,91
7	33,00	R\$ 66,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,05	R\$ 66,05
8	34,41	R\$ 49,12	R\$ 1,89	R\$ 0,69	R\$ 47,23	R\$ 51,00
9	24,75	R\$ 49,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,54	R\$ 49,54
10	19,04	R\$ 38,18	R\$ 0,27	R\$ 1,67	R\$ 37,92	R\$ 38,45
11	50,29	R\$ 84,76	R\$ -	R\$ -	R\$ 84,76	R\$ 84,76
12	24,75	R\$ 51,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,30	R\$ 51,30
13	31,76	R\$ 48,20	R\$ 0,09	R\$ 0,69	R\$ 48,11	R\$ 48,28
14	17,41	R\$ 23,97	R\$ -	R\$ -	R\$ 23,97	R\$ 23,97
15	24,57	R\$ 54,46	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,46	R\$ 54,46
16	12,58	R\$ 28,34	R\$ 2,03	R\$ 1,80	R\$ 26,31	R\$ 30,37
17	21,76	R\$ 31,35	R\$ 0,37	R\$ 1,63	R\$ 30,98	R\$ 31,72
18	49,41	R\$ 85,55	R\$ -	R\$ -	R\$ 85,55	R\$ 85,55
19	46,76	R\$ 65,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 65,66	R\$ 65,66
20	39,71	R\$ 63,34	R\$ -	R\$ -	R\$ 63,34	R\$ 63,34
21	19,38	R\$ 35,63	R\$ -	R\$ -	R\$ 35,63	R\$ 35,63
22	13,86	R\$ 19,64	R\$ -	R\$ -	R\$ 19,64	R\$ 19,64
23	22,10	R\$ 32,13	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,13	R\$ 32,13
24	35,29	R\$ 53,90	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,90	R\$ 53,90
25	22,94	R\$ 39,21	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,21	R\$ 39,21
26	5,29	R\$ 12,85	R\$ 0,01	R\$ 0,95	R\$ 12,84	R\$ 12,85
27	14,12	R\$ 17,42	R\$ 4,39	R\$ 0,80	R\$ 13,03	R\$ 21,81
28	34,67	R\$ 62,45	R\$ -	R\$ -	R\$ 62,45	R\$ 62,45
29	34,67	R\$ 53,70	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,70	R\$ 53,70
30	3,40	R\$ 4,76	R\$ -	R\$ -	R\$ 4,76	R\$ 4,76
31	48,53	R\$ 72,43	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,43	R\$ 72,43
32	19,25	R\$ 32,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,27	R\$ 32,27
33	3,88	R\$ 4,37	R\$ 2,66	R\$ 0,44	R\$ 1,72	R\$ 7,03
34	40,59	R\$ 63,37	R\$ -	R\$ -	R\$ 63,37	R\$ 63,37
35	48,53	R\$ 70,55	R\$ -	R\$ -	R\$ 70,55	R\$ 70,55
36	12,44	R\$ 14,80	R\$ 5,71	R\$ 0,67	R\$ 9,09	R\$ 20,51
37	26,47	R\$ 29,42	R\$ 7,35	R\$ 0,70	R\$ 22,07	R\$ 36,77
38	7,06	R\$ 6,39	R\$ 4,69	R\$ 0,89	R\$ 1,70	R\$ 11,09
39	4,41	R\$ 5,91	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,91	R\$ 5,91
40	41,47	R\$ 69,78	R\$ -	R\$ -	R\$ 69,78	R\$ 69,78
41	18,83	R\$ 26,75	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,75	R\$ 26,75
42	17,65	R\$ 24,61	R\$ -	R\$ -	R\$ 24,61	R\$ 24,61
43	8,50	R\$ 7,38	R\$ 14,47	R\$ 1,81	-R\$ 7,09	R\$ 21,85
44	26,47	R\$ 38,54	R\$ 1,99	R\$ 0,72	R\$ 36,55	R\$ 40,52
45	24,57	R\$ 46,86	R\$ -	R\$ -	R\$ 46,86	R\$ 46,86
46	22,03	R\$ 34,07	R\$ 1,18	R\$ 0,63	R\$ 32,89	R\$ 35,25
47	27,49	R\$ 66,51	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,51	R\$ 66,51
48	40,59	R\$ 56,76	R\$ -	R\$ -	R\$ 56,76	R\$ 56,76
49	48,53	R\$ 73,83	R\$ -	R\$ -	R\$ 73,83	R\$ 73,83
50	22,03	R\$ 30,51	R\$ -	R\$ -	R\$ 30,51	R\$ 30,51
	<b>1293,40 kWh</b>	<b>R\$ 2.081,20</b>	<b>R\$ 50,28</b>		<b>R\$ 2.030,92</b>	<b>R\$ 2.131,48</b>

Figura 49 – Custo da energia, Caso 3 - Cenário 1 (continua..).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
15	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
22	R\$ 1,24	R\$ -	R\$ 1,24	-R\$ 0,00	R\$ 1,24	R\$ -	R\$ 1,24
23	R\$ 4,15	R\$ -	R\$ 4,15	-R\$ 0,02	R\$ 4,13	R\$ -	R\$ 4,13
24	R\$ 5,18	-R\$ 5,14	R\$ 0,04	-R\$ 0,04	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00
25	R\$ 5,85	-R\$ 3,44	R\$ 2,41	-R\$ 0,11	R\$ 2,30	R\$ -	R\$ 2,30
26	R\$ 8,69	-R\$ 8,46	R\$ 0,23	-R\$ 0,23	R\$ -	R\$ -	R\$ -
27	R\$ 7,53	-R\$ 7,34	R\$ 0,19	-R\$ 0,47	R\$ -	-R\$ 0,27	-R\$ 0,27
28	R\$ 20,62	-R\$ 0,00	R\$ 20,62	-R\$ 0,85	R\$ 19,77	R\$ -	R\$ 19,77
29	R\$ 7,79	-R\$ 5,95	R\$ 1,84	-R\$ 1,40	R\$ 0,44	R\$ -	R\$ 0,44
30	R\$ 13,64	-R\$ 9,85	R\$ 3,80	-R\$ 2,14	R\$ 1,66	R\$ -	R\$ 1,66
31	R\$ 39,10	-R\$ 5,19	R\$ 33,91	-R\$ 3,24	R\$ 30,67	R\$ -	R\$ 30,67
32	R\$ 35,58	-R\$ 11,25	R\$ 24,33	-R\$ 4,96	R\$ 19,38	R\$ -	R\$ 19,38
33	R\$ 31,42	-R\$ 11,80	R\$ 19,62	-R\$ 7,65	R\$ 11,97	R\$ -	R\$ 11,97
34	R\$ 22,46	-R\$ 12,09	R\$ 10,37	-R\$ 10,37	R\$ -	R\$ -	R\$ -
35	R\$ 17,22	-R\$ 3,75	R\$ 13,47	-R\$ 13,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -
36	R\$ 25,92	-R\$ 9,66	R\$ 16,26	-R\$ 16,26	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00
37	R\$ 24,38	-R\$ 6,35	R\$ 18,03	-R\$ 18,03	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
38	R\$ 19,16	-R\$ 2,96	R\$ 16,20	-R\$ 21,47	R\$ -	-R\$ 5,28	-R\$ 5,28
39	R\$ 44,99	-R\$ 0,23	R\$ 44,76	-R\$ 25,02	R\$ 19,74	R\$ -	R\$ 19,74
40	R\$ 28,46	R\$ 0,00	R\$ 28,46	-R\$ 28,46	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00
41	R\$ 26,51	-R\$ 0,00	R\$ 26,51	-R\$ 26,51	R\$ -	R\$ -	R\$ -
42	R\$ 38,73	-R\$ 3,27	R\$ 35,47	-R\$ 28,79	R\$ 6,68	R\$ -	R\$ 6,68
43	R\$ 33,95	-R\$ 0,17	R\$ 33,78	-R\$ 31,05	R\$ 2,73	R\$ -	R\$ 2,73
44	R\$ 29,94	-R\$ 4,75	R\$ 25,18	-R\$ 32,63	-R\$ 0,00	-R\$ 7,45	-R\$ 7,45
45	R\$ 81,86	R\$ 0,00	R\$ 81,86	-R\$ 29,09	R\$ 52,77	R\$ -	R\$ 52,77
46	R\$ 75,81	-R\$ 0,00	R\$ 75,81	-R\$ 30,27	R\$ 45,54	R\$ -	R\$ 45,54
47	R\$ 77,06	R\$ -	R\$ 77,06	-R\$ 31,17	R\$ 45,89	R\$ -	R\$ 45,89
48	R\$ 39,42	-R\$ 0,33	R\$ 39,09	-R\$ 32,10	R\$ 6,99	R\$ -	R\$ 6,99
49	R\$ 44,17	-R\$ 0,00	R\$ 44,17	-R\$ 30,27	R\$ 13,90	R\$ -	R\$ 13,90

Figura 50 – Custo da energia, Caso 3 - Cenário 1 (conclusão).

Período	Custo carga		Custo descarga		Custo total VEs		Custo FV		Compra	Venda	Custo total rede			
50	R\$	92,22	R\$	0,00	R\$	92,22	-R\$	30,25	R\$	61,97	R\$	-	R\$	61,97
51	R\$	60,87	R\$	0,00	R\$	60,87	-R\$	31,21	R\$	29,66	R\$	-	R\$	29,66
52	R\$	103,39	R\$	-	R\$	103,39	-R\$	31,13	R\$	72,25	R\$	-	R\$	72,25
53	R\$	56,04	R\$	-	R\$	56,04	-R\$	31,90	R\$	24,14	R\$	-	R\$	24,14
54	R\$	60,52	R\$	0,00	R\$	60,52	-R\$	32,08	R\$	28,44	R\$	-	R\$	28,44
55	R\$	94,16	R\$	0,00	R\$	94,16	-R\$	31,30	R\$	62,85	R\$	-	R\$	62,85
56	R\$	32,86	R\$	-	R\$	32,86	-R\$	30,98	R\$	1,88	R\$	-	R\$	1,88
57	R\$	38,10	R\$	-	R\$	38,10	-R\$	29,35	R\$	8,75	R\$	-	R\$	8,75
58	R\$	46,01	R\$	-	R\$	46,01	-R\$	28,79	R\$	17,22	R\$	-	R\$	17,22
59	R\$	48,26	R\$	0,00	R\$	48,26	-R\$	27,81	R\$	20,45	R\$	-	R\$	20,45
60	R\$	82,30	-R\$	0,00	R\$	82,30	-R\$	26,30	R\$	56,00	R\$	0,00	R\$	56,00
61	R\$	37,67	R\$	0,00	R\$	37,67	-R\$	29,94	R\$	7,73	R\$	-	R\$	7,73
62	R\$	35,55	R\$	-	R\$	35,55	-R\$	28,28	R\$	7,27	R\$	-	R\$	7,27
63	R\$	39,40	R\$	0,00	R\$	39,40	-R\$	25,53	R\$	13,87	R\$	-	R\$	13,87
64	R\$	27,81	R\$	0,00	R\$	27,81	-R\$	23,94	R\$	3,87	R\$	-	R\$	3,87
65	R\$	28,79	-R\$	0,28	R\$	28,51	-R\$	23,18	R\$	5,33	R\$	-	R\$	5,33
66	R\$	44,51	-R\$	0,00	R\$	44,51	-R\$	18,85	R\$	25,65	-R\$	0,00	R\$	25,65
67	R\$	39,74	-R\$	0,00	R\$	39,74	-R\$	16,35	R\$	23,39	R\$	-	R\$	23,39
68	R\$	20,65	R\$	0,00	R\$	20,65	-R\$	13,77	R\$	6,87	R\$	0,00	R\$	6,87
69	R\$	23,48	R\$	0,00	R\$	23,48	-R\$	12,57	R\$	10,91	R\$	-	R\$	10,91
70	R\$	18,50	-R\$	2,23	R\$	16,28	-R\$	10,01	R\$	6,26	R\$	-	R\$	6,26
71	R\$	71,70	R\$	0,00	R\$	71,70	-R\$	7,94	R\$	63,76	-R\$	0,00	R\$	63,76
72	R\$	45,18	R\$	-	R\$	45,18	-R\$	6,18	R\$	39,00	R\$	-	R\$	39,00
73	R\$	34,07	R\$	0,00	R\$	34,07	-R\$	5,62	R\$	28,45	R\$	-	R\$	28,45
74	R\$	4,15	-R\$	0,00	R\$	4,15	-R\$	4,15	R\$	-	-R\$	0,00	R\$	0,00
75	R\$	35,71	R\$	-	R\$	35,71	-R\$	2,65	R\$	33,06	R\$	-	R\$	33,06
76	R\$	14,93	-R\$	0,00	R\$	14,93	-R\$	1,66	R\$	13,27	R\$	0,00	R\$	13,27
77	R\$	19,69	R\$	0,00	R\$	19,69	-R\$	1,10	R\$	18,59	R\$	-	R\$	18,59
78	R\$	17,40	R\$	-	R\$	17,40	-R\$	0,71	R\$	16,68	R\$	-	R\$	16,68
79	R\$	6,93	R\$	0,00	R\$	6,93	-R\$	0,44	R\$	6,49	R\$	0,00	R\$	6,49
80	R\$	6,93	-R\$	0,02	R\$	6,91	-R\$	0,23	R\$	6,68	R\$	0,00	R\$	6,68
81	R\$	7,21	-R\$	0,00	R\$	7,21	-R\$	0,09	R\$	7,12	R\$	0,00	R\$	7,12
82	R\$	22,99	R\$	-	R\$	22,99	-R\$	0,02	R\$	22,97	R\$	-	R\$	22,97
83	R\$	6,67	-R\$	0,00	R\$	6,67	-R\$	0,00	R\$	6,67	-R\$	0,00	R\$	6,67
84	R\$	13,35	-R\$	0,00	R\$	13,35	R\$	-	R\$	13,35	R\$	-	R\$	13,35
85	R\$	12,12	-R\$	0,00	R\$	12,12	R\$	-	R\$	12,12	R\$	0,00	R\$	12,12
86	R\$	12,12	R\$	0,00	R\$	12,12	R\$	-	R\$	12,12	R\$	0,00	R\$	12,12
87	R\$	0,00	-R\$	0,00	R\$	-	R\$	-	R\$	-	-R\$	0,00	-R\$	0,00
88	R\$	-	R\$	0,00	R\$	0,00	R\$	-	R\$	-	R\$	0,00	R\$	0,00
89	R\$	5,84	R\$	0,00	R\$	5,84	R\$	-	R\$	5,84	R\$	-	R\$	5,84
90	R\$	7,01	-R\$	0,00	R\$	7,01	R\$	-	R\$	7,01	R\$	-	R\$	7,01
91	R\$	5,39	R\$	0,00	R\$	5,39	R\$	-	R\$	5,39	R\$	-	R\$	5,39
92	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
93	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
94	R\$	4,70	R\$	-	R\$	4,70	R\$	-	R\$	4,70	R\$	-	R\$	4,70
95	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
96	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
97	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
	<b>R\$</b>	<b>2.195,69</b>	<b>-R\$</b>	<b>114,49</b>	<b>R\$</b>	<b>2.081,20</b>	<b>-R\$</b>	<b>990,39</b>	<b>R\$</b>	<b>1.103,81</b>	<b>-R\$</b>	<b>13,00</b>	<b>R\$</b>	<b>1.090,81</b>

## ANEXO E – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 4 (CENÁRIO 1)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12193240**

**Password: XKYqEmSL**

Figura 51 – Resultados do Caso 4 (Cenário 1).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento
1	15,30	R\$ 26,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,66	R\$ 26,66
2	25,59	R\$ 36,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,00	R\$ 36,00
3	45,88	R\$ 71,57	R\$ -	R\$ -	R\$ 71,57	R\$ 71,57
4	23,63	R\$ 32,18	R\$ 1,04	R\$ 0,68	R\$ 31,14	R\$ 33,22
5	19,73	R\$ 34,41	R\$ -	R\$ -	R\$ 34,41	R\$ 34,41
6	18,02	R\$ 41,36	R\$ -	R\$ -	R\$ 41,36	R\$ 41,36
7	33,00	R\$ 66,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,05	R\$ 66,05
8	34,41	R\$ 48,33	R\$ 1,89	R\$ 0,69	R\$ 46,45	R\$ 50,22
9	24,75	R\$ 49,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,54	R\$ 49,54
10	19,04	R\$ 38,78	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,78	R\$ 38,78
11	50,29	R\$ 87,14	R\$ -	R\$ -	R\$ 87,14	R\$ 87,14
12	24,75	R\$ 51,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,30	R\$ 51,30
13	31,76	R\$ 43,97	R\$ 2,76	R\$ 0,69	R\$ 41,21	R\$ 46,73
14	17,41	R\$ 24,04	R\$ -	R\$ -	R\$ 24,04	R\$ 24,04
15	24,57	R\$ 54,45	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,45	R\$ 54,45
16	12,58	R\$ 29,50	R\$ 1,09	R\$ 1,81	R\$ 28,41	R\$ 30,59
17	21,76	R\$ 30,69	R\$ 0,16	R\$ 1,63	R\$ 30,53	R\$ 30,84
18	49,41	R\$ 97,17	R\$ -	R\$ -	R\$ 97,17	R\$ 97,17
19	46,76	R\$ 72,23	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,23	R\$ 72,23
20	39,71	R\$ 66,24	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,24	R\$ 66,24
21	19,38	R\$ 36,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,31	R\$ 36,31
22	13,86	R\$ 18,67	R\$ 1,20	R\$ 0,69	R\$ 17,47	R\$ 19,87
23	22,10	R\$ 30,32	R\$ 0,06	R\$ 1,58	R\$ 30,26	R\$ 30,38
24	35,29	R\$ 53,93	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,93	R\$ 53,93
25	22,94	R\$ 39,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,05	R\$ 39,05
26	5,29	R\$ 13,08	R\$ 0,21	R\$ 1,01	R\$ 12,88	R\$ 13,29
27	14,12	R\$ 15,82	R\$ 3,88	R\$ 0,80	R\$ 11,94	R\$ 19,71
28	34,67	R\$ 63,73	R\$ -	R\$ -	R\$ 63,73	R\$ 63,73
29	34,67	R\$ 57,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 57,07	R\$ 57,07
30	3,40	R\$ 4,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 4,89	R\$ 4,89
31	48,53	R\$ 77,47	R\$ 3,81	R\$ 0,64	R\$ 73,66	R\$ 81,28
32	19,25	R\$ 32,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,27	R\$ 32,27
33	3,88	R\$ 5,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,31	R\$ 5,31
34	40,59	R\$ 69,88	R\$ -	R\$ -	R\$ 69,88	R\$ 69,88
35	48,53	R\$ 71,81	R\$ -	R\$ -	R\$ 71,81	R\$ 71,81
36	12,44	R\$ 12,89	R\$ 5,71	R\$ 0,67	R\$ 7,18	R\$ 18,60
37	26,47	R\$ 36,97	R\$ 2,54	R\$ 0,72	R\$ 34,44	R\$ 39,51
38	7,06	R\$ 9,53	R\$ 3,16	R\$ 0,91	R\$ 6,36	R\$ 12,69
39	4,41	R\$ 7,60	R\$ 6,17	R\$ 0,94	R\$ 1,43	R\$ 13,77
40	41,47	R\$ 79,62	R\$ -	R\$ -	R\$ 79,62	R\$ 79,62
41	18,83	R\$ 26,74	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,74	R\$ 26,74
42	17,65	R\$ 25,20	R\$ 0,15	R\$ 0,79	R\$ 25,05	R\$ 25,36
43	8,50	R\$ 8,32	R\$ 9,73	R\$ 1,85	R\$ 1,41	R\$ 18,05
44	26,47	R\$ 35,96	R\$ 4,06	R\$ 0,71	R\$ 31,90	R\$ 40,02
45	24,57	R\$ 48,44	R\$ -	R\$ -	R\$ 48,44	R\$ 48,44
46	22,03	R\$ 34,84	R\$ -	R\$ -	R\$ 34,84	R\$ 34,84
47	27,49	R\$ 66,52	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,52	R\$ 66,52
48	40,59	R\$ 56,62	R\$ -	R\$ -	R\$ 56,62	R\$ 56,62
49	48,53	R\$ 78,19	R\$ 1,38	R\$ 0,64	R\$ 76,81	R\$ 79,57
50	22,03	R\$ 32,52	R\$ 1,10	R\$ 0,63	R\$ 31,42	R\$ 33,62
	<b>1293,40 kWh</b>	<b>R\$ 2.151,21</b>	<b>R\$ 50,09</b>		<b>R\$ 2.101,12</b>	<b>R\$ 2.201,31</b>

Figura 52 – Custo da energia, Caso 4 - Cenário 1 (continua).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
15	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
22	R\$ -	-R\$ 3,24	-R\$ 3,24	1,31E-15	-R\$ 3,24	-R\$ 3,24
23	R\$ 4,16	5,47E-16	R\$ 4,16	R\$ 4,16	R\$ -	R\$ 4,16
24	R\$ 4,16	1,60E-15	R\$ 4,16	R\$ 4,16	R\$ -	R\$ 4,16
25	R\$ 5,29	-7,08E-16	R\$ 5,29	R\$ 5,29	R\$ -	R\$ 5,29
26	R\$ 10,57	-R\$ 5,29	R\$ 5,29	R\$ 5,29	R\$ -	R\$ 5,29
27	R\$ 10,57	R\$ -	R\$ 10,57	R\$ 10,57	R\$ -	R\$ 10,57
28	R\$ 24,41	R\$ -	R\$ 24,41	R\$ 24,41	2,57E-15	R\$ 24,41
29	R\$ 12,46	3,21E-16	R\$ 12,46	R\$ 12,46	R\$ -	R\$ 12,46
30	R\$ 22,05	-R\$ 9,70	R\$ 12,35	R\$ 12,35	R\$ -	R\$ 12,35
31	R\$ 18,71	R\$ -	R\$ 18,71	R\$ 18,71	R\$ -	R\$ 18,71
32	R\$ 28,16	-R\$ 13,45	R\$ 14,72	R\$ 14,72	R\$ -	R\$ 14,72
33	R\$ 29,54	-R\$ 13,01	R\$ 16,53	R\$ 16,53	R\$ -	R\$ 16,53
34	R\$ 33,36	-R\$ 15,76	R\$ 17,60	R\$ 17,60	R\$ -	R\$ 17,60
35	R\$ 25,03	-R\$ 9,15	R\$ 15,88	R\$ 15,88	R\$ -	R\$ 15,88
36	R\$ 21,56	-R\$ 3,75	R\$ 17,81	R\$ 17,81	R\$ -	R\$ 17,81
37	R\$ 18,87	-R\$ 3,49	R\$ 15,38	R\$ 15,38	R\$ -	R\$ 15,38
38	R\$ 17,85	-R\$ 3,49	R\$ 14,36	R\$ 14,36	R\$ -	R\$ 14,36
39	R\$ 26,09	-R\$ 3,49	R\$ 22,60	R\$ 22,60	R\$ -	R\$ 22,60
40	R\$ 60,49	-R\$ 2,56	R\$ 57,93	R\$ 57,93	6,47E-15	R\$ 57,93
41	R\$ 20,99	-R\$ 0,20	R\$ 20,80	R\$ 20,80	R\$ -	R\$ 20,80
42	R\$ 39,67	-R\$ 0,07	R\$ 39,59	R\$ 39,59	R\$ -	R\$ 39,59
43	R\$ 12,30	-R\$ 0,00	R\$ 12,30	R\$ 12,30	R\$ -	R\$ 12,30
44	R\$ 20,75	-R\$ 7,58	R\$ 13,17	R\$ 13,17	R\$ -	R\$ 13,17
45	R\$ 14,54	-R\$ 4,15	R\$ 10,40	R\$ 10,40	R\$ -	R\$ 10,40
46	R\$ 70,99	-R\$ 2,53	R\$ 68,45	R\$ 68,45	-3,84E-16	R\$ 68,45
47	R\$ 83,67	4,00E-12	R\$ 83,67	R\$ 83,67	-5,65E-16	R\$ 83,67
48	R\$ 17,04	-R\$ 0,14	R\$ 16,90	R\$ 16,90	R\$ -	R\$ 16,90
49	R\$ 77,43	-1,44E-12	R\$ 77,43	R\$ 77,43	-6,21E-16	R\$ 77,43

Figura 53 – Custo da energia, Caso 4 - Cenário 1 (conclusão).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Compra	Venda	Custo total rede
50	R\$ 78,24	5,48E-26	R\$ 78,24	R\$ 78,24	3,63E-16	R\$ 78,24
51	R\$ 20,34	-R\$ 1,70	R\$ 18,63	R\$ 18,63	R\$ -	R\$ 18,63
52	R\$ 75,06	1,76E-16	R\$ 75,06	R\$ 75,06	-7,20E-14	R\$ 75,06
53	R\$ 9,81	-R\$ 2,31	R\$ 7,50	R\$ 7,50	R\$ -	R\$ 7,50
54	R\$ 80,34	1,39E-13	R\$ 80,34	R\$ 80,34	5,45E-17	R\$ 80,34
55	R\$ 80,34	R\$ -	R\$ 80,34	R\$ 80,34	8,76E-17	R\$ 80,34
56	R\$ 82,56	-R\$ 2,20	R\$ 80,36	R\$ 80,36	9,73E-18	R\$ 80,36
57	R\$ 8,66	-R\$ 0,66	R\$ 8,00	R\$ 8,00	R\$ -	R\$ 8,00
58	R\$ 80,39	-R\$ 2,14	R\$ 78,25	R\$ 78,25	-1,21E-17	R\$ 78,25
59	R\$ 79,05	2,76E-26	R\$ 79,05	R\$ 79,05	1,99E-17	R\$ 79,05
60	R\$ 79,05	-4,40E-13	R\$ 79,05	R\$ 79,05	9,80E-17	R\$ 79,05
61	R\$ 8,68	-5,79E-17	R\$ 8,68	R\$ 8,68	R\$ -	R\$ 8,68
62	R\$ 5,10	9,94E-15	R\$ 5,10	R\$ 5,10	R\$ -	R\$ 5,10
63	R\$ 20,04	R\$ -	R\$ 20,04	R\$ 20,04	R\$ -	R\$ 20,04
64	R\$ 73,64	9,99E-13	R\$ 73,64	R\$ 73,64	-2,79E-16	R\$ 73,64
65	R\$ 100,73	1,68E-12	R\$ 100,73	R\$ 100,73	-3,71E-14	R\$ 100,73
66	R\$ 11,11	R\$ -	R\$ 11,11	R\$ 11,11	R\$ -	R\$ 11,11
67	R\$ 48,70	-1,34E-12	R\$ 48,70	R\$ 48,70	-5,89E-15	R\$ 48,70
68	R\$ 80,94	3,62E-13	R\$ 80,94	R\$ 80,94	7,38E-16	R\$ 80,94
69	R\$ 22,94	-6,97E-17	R\$ 22,94	R\$ 22,94	R\$ -	R\$ 22,94
70	R\$ 14,08	-R\$ 1,19	R\$ 12,88	R\$ 12,88	R\$ -	R\$ 12,88
71	R\$ 86,89	R\$ -	R\$ 86,89	R\$ 86,89	3,30E-17	R\$ 86,89
72	R\$ 12,32	2,63E-16	R\$ 12,32	R\$ 12,32	R\$ -	R\$ 12,32
73	R\$ 68,38	R\$ -	R\$ 68,38	R\$ 68,38	1,38E-21	R\$ 68,38
74	R\$ 8,10	-1,49E-12	R\$ 8,10	R\$ 8,10	R\$ -	R\$ 8,10
75	R\$ 8,47	R\$ -	R\$ 8,47	R\$ 8,47	R\$ -	R\$ 8,47
76	R\$ 35,37	R\$ -	R\$ 35,37	R\$ 35,37	R\$ -	R\$ 35,37
77	R\$ 25,51	-2,18E-26	R\$ 25,51	R\$ 25,51	-4,48E-15	R\$ 25,51
78	R\$ 15,50	-R\$ 0,52	R\$ 14,98	R\$ 14,98	R\$ -	R\$ 14,98
79	R\$ 45,20	-1,91E-16	R\$ 45,20	R\$ 45,20	-5,59E-15	R\$ 45,20
80	R\$ 34,04	R\$ -	R\$ 34,04	R\$ 34,04	1,57E-14	R\$ 34,04
81	R\$ 6,67	8,90E-25	R\$ 6,67	R\$ 6,67	-5,41E-14	R\$ 6,67
82	R\$ 47,37	3,67E-13	R\$ 47,37	R\$ 47,37	5,32E-15	R\$ 47,37
83	R\$ 15,49	R\$ -	R\$ 15,49	R\$ 15,49	-1,46E-14	R\$ 15,49
84	R\$ 20,02	-3,40E-14	R\$ 20,02	R\$ 20,02	-8,11E-14	R\$ 20,02
85	R\$ 18,16	R\$ -	R\$ 18,16	R\$ 18,16	-5,21E-16	R\$ 18,16
86	R\$ 7,46	-9,74E-15	R\$ 7,46	R\$ 7,46	3,85E-15	R\$ 7,46
87	R\$ 15,76	-8,18E-17	R\$ 15,76	R\$ 15,76	-7,46E-26	R\$ 15,76
88	4,94E-27	1,39E-18	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
89	R\$ 1,75	6,28E-16	R\$ 1,75	R\$ 1,75	1,87E-16	R\$ 1,75
90	-7,69E-26	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
91	-4,81E-27	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
92	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
93	-8,54E-27	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
94	R\$ -	R\$ -	R\$ -	2,88E-16	R\$ -	R\$ -
95	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
96	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
97	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	<b>R\$ 2.263,00</b>	<b>-R\$ 111,78</b>	<b>R\$ 2.151,21</b>	<b>R\$ 2.154,45</b>	<b>-R\$ 3,24</b>	<b>R\$ 2.151,21</b>

## ANEXO F – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 5 (CENÁRIO 1)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12193176**

**Password: jsoTtCui**

Figura 54 – Resultados do Caso 5 (Cenário 1).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento
1	15,30	R\$ 26,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,66	R\$ 26,66
2	25,59	R\$ 35,86	R\$ 1,40	R\$ 0,73	R\$ 34,47	R\$ 37,26
3	45,88	R\$ 73,22	R\$ 1,78	R\$ 0,65	R\$ 71,44	R\$ 75,00
4	23,63	R\$ 31,81	R\$ 2,60	R\$ 0,67	R\$ 29,20	R\$ 34,41
5	19,73	R\$ 33,58	R\$ 0,01	R\$ 0,14	R\$ 33,57	R\$ 33,59
6	18,02	R\$ 36,36	R\$ 10,92	R\$ 1,62	R\$ 25,44	R\$ 47,29
7	33,00	R\$ 66,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,05	R\$ 66,05
8	34,41	R\$ 51,54	R\$ 3,74	R\$ 0,68	R\$ 47,80	R\$ 55,28
9	24,75	R\$ 49,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,54	R\$ 49,54
10	19,04	R\$ 35,15	R\$ 9,23	R\$ 1,62	R\$ 25,92	R\$ 44,38
11	50,29	R\$ 84,76	R\$ 1,25	R\$ 0,64	R\$ 83,52	R\$ 86,01
12	24,75	R\$ 51,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,30	R\$ 51,30
13	31,76	R\$ 44,28	R\$ 6,47	R\$ 0,68	R\$ 37,81	R\$ 50,74
14	17,41	R\$ 23,97	R\$ -	R\$ -	R\$ 23,97	R\$ 23,97
15	24,57	R\$ 54,36	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,36	R\$ 54,36
16	12,58	R\$ 27,37	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,37	R\$ 27,37
17	21,76	R\$ 31,13	R\$ 4,40	R\$ 1,60	R\$ 26,73	R\$ 35,53
18	49,41	R\$ 89,85	R\$ 1,81	R\$ 0,64	R\$ 88,03	R\$ 91,66
19	46,76	R\$ 68,65	R\$ 3,53	R\$ 0,64	R\$ 65,12	R\$ 72,18
20	39,71	R\$ 61,15	R\$ 6,41	R\$ 0,65	R\$ 54,74	R\$ 67,56
21	19,38	R\$ 36,93	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,93	R\$ 36,93
22	13,86	R\$ 19,46	R\$ -	R\$ -	R\$ 19,46	R\$ 19,46
23	22,10	R\$ 34,96	R\$ 4,23	R\$ 1,60	R\$ 30,73	R\$ 39,20
24	35,29	R\$ 53,76	R\$ 0,31	R\$ 0,69	R\$ 53,44	R\$ 54,07
25	22,94	R\$ 38,80	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,80	R\$ 38,80
26	5,29	R\$ 13,08	R\$ 0,21	R\$ 1,01	R\$ 12,88	R\$ 13,29
27	14,12	R\$ 15,05	R\$ 10,22	R\$ 0,76	R\$ 4,83	R\$ 25,27
28	34,67	R\$ 62,01	R\$ 6,51	R\$ 1,18	R\$ 55,50	R\$ 68,52
29	34,67	R\$ 54,06	R\$ 3,28	R\$ 1,19	R\$ 50,77	R\$ 57,34
30	3,40	R\$ 4,76	R\$ 4,70	R\$ 2,24	R\$ 0,06	R\$ 9,46
31	48,53	R\$ 77,18	R\$ 4,11	R\$ 0,64	R\$ 73,06	R\$ 81,29
32	19,25	R\$ 32,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,27	R\$ 32,27
33	3,88	-R\$ 0,38	R\$ 4,78	R\$ 0,41	-R\$ 5,16	R\$ 4,40
34	40,59	R\$ 67,82	R\$ 1,83	R\$ 0,66	R\$ 65,99	R\$ 69,65
35	48,53	R\$ 70,35	R\$ 0,63	R\$ 0,64	R\$ 69,72	R\$ 70,97
36	12,44	R\$ 15,99	R\$ 7,88	R\$ 0,65	R\$ 8,11	R\$ 23,87
37	26,47	R\$ 34,49	R\$ 13,79	R\$ 0,68	R\$ 20,69	R\$ 48,28
38	7,06	-R\$ 2,71	R\$ 21,95	R\$ 0,77	-R\$ 24,67	R\$ 19,24
39	4,41	R\$ 5,79	R\$ 10,67	R\$ 0,88	-R\$ 4,88	R\$ 16,47
40	41,47	R\$ 71,68	R\$ 1,67	R\$ 0,66	R\$ 70,00	R\$ 73,35
41	18,83	R\$ 28,92	R\$ 0,27	R\$ 0,65	R\$ 28,65	R\$ 29,20
42	17,65	R\$ 20,46	R\$ 9,35	R\$ 0,74	R\$ 11,11	R\$ 29,81
43	8,50	R\$ 10,61	R\$ 9,73	R\$ 1,85	R\$ 0,88	R\$ 20,35
44	26,47	R\$ 33,05	R\$ 15,54	R\$ 0,67	R\$ 17,51	R\$ 48,60
45	24,57	R\$ 47,78	R\$ -	R\$ -	R\$ 47,78	R\$ 47,78
46	22,03	R\$ 36,83	R\$ 0,46	R\$ 0,63	R\$ 36,38	R\$ 37,29
47	27,49	R\$ 66,51	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,51	R\$ 66,51
48	40,59	R\$ 56,62	R\$ 0,44	R\$ 0,67	R\$ 56,18	R\$ 57,06
49	48,53	R\$ 77,53	R\$ 5,83	R\$ 0,63	R\$ 71,71	R\$ 83,36
50	22,03	R\$ 32,42	R\$ 0,46	R\$ 0,63	R\$ 31,96	R\$ 32,88
	<b>1293,40 kWh</b>	<b>R\$ 2.092,70</b>	<b>R\$ 192,42</b>		<b>R\$ 1.900,28</b>	<b>R\$ 2.285,12</b>

Figura 55 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 1 (continua).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAB	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 28,51	-R\$ 28,51	R\$ -	R\$ -	-R\$ 28,51	-R\$ 28,51
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 6,02	-R\$ 6,02	R\$ -	R\$ -	-R\$ 6,02	-R\$ 6,02
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50
15	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50	R\$ -	R\$ 27,50
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
22	R\$ 4,16	R\$ -	R\$ 4,16	R\$ 0,00	-R\$ 4,16	-R\$ 4,16	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
23	R\$ 8,32	R\$ -	R\$ 8,32	R\$ 3,90	-R\$ 0,00	R\$ 3,90	-R\$ 0,02	R\$ 12,20	R\$ -	R\$ 12,20
24	R\$ 4,16	R\$ -	R\$ 4,16	R\$ 0,26	R\$ -	R\$ 0,26	-R\$ 0,04	R\$ 4,38	R\$ -	R\$ 4,38
25	R\$ 11,82	R\$ -	R\$ 11,82	R\$ -	-R\$ 4,06	-R\$ 4,06	-R\$ 0,11	R\$ 7,65	R\$ -	R\$ 7,65
26	R\$ 15,86	R\$ -	R\$ 15,86	R\$ -	-R\$ 15,63	-R\$ 15,63	-R\$ 0,23	R\$ -	R\$ -	R\$ -
27	R\$ 19,22	R\$ -	R\$ 19,22	R\$ -	-R\$ 18,76	-R\$ 18,76	-R\$ 0,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -
28	R\$ 19,22	R\$ -	R\$ 19,22	R\$ 38,45	R\$ 0,00	R\$ 38,45	-R\$ 0,85	R\$ 56,82	R\$ -	R\$ 56,82
29	R\$ 7,46	-R\$ 9,00	-R\$ 1,53	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 1,40	R\$ -	-R\$ 2,94	-R\$ 2,94
30	R\$ 24,33	-R\$ 14,62	R\$ 9,71	R\$ -	-R\$ 7,57	-R\$ 7,57	-R\$ 2,14	R\$ -	R\$ -	R\$ -
31	R\$ 29,31	-R\$ 16,21	R\$ 13,10	R\$ 4,44	R\$ 0,00	R\$ 4,44	-R\$ 3,24	R\$ 14,30	R\$ -	R\$ 14,30
32	R\$ 41,20	-R\$ 16,73	R\$ 24,48	R\$ 3,13	R\$ 0,00	R\$ 3,13	-R\$ 4,96	R\$ 22,65	R\$ -	R\$ 22,65
33	R\$ 43,23	-R\$ 50,21	-R\$ 6,97	R\$ -	-R\$ 42,91	-R\$ 42,91	-R\$ 7,65	R\$ -	-R\$ 57,53	-R\$ 57,53
34	R\$ 51,54	-R\$ 47,49	R\$ 4,05	R\$ -	-R\$ 39,13	-R\$ 39,13	-R\$ 10,37	R\$ -	-R\$ 45,45	-R\$ 45,45
35	R\$ 43,72	-R\$ 54,88	-R\$ 11,15	R\$ -	-R\$ 42,91	-R\$ 42,91	-R\$ 13,47	R\$ -	-R\$ 67,53	-R\$ 67,53
36	R\$ 25,53	-R\$ 81,67	-R\$ 56,14	R\$ -	-R\$ 42,91	-R\$ 42,91	-R\$ 16,26	R\$ -	-R\$ 115,31	-R\$ 115,31
37	R\$ 61,93	-R\$ 0,00	R\$ 61,93	R\$ 5,21	-R\$ 0,00	R\$ 5,21	-R\$ 18,03	R\$ 49,10	R\$ -	R\$ 49,10
38	R\$ 23,73	-R\$ 3,95	R\$ 19,78	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 21,47	R\$ -	-R\$ 1,69	-R\$ 1,69
39	R\$ 31,01	-R\$ 5,99	R\$ 25,02	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 25,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -
40	R\$ 39,99	-R\$ 6,32	R\$ 33,67	R\$ -	-R\$ 5,21	-R\$ 5,21	-R\$ 28,46	R\$ -	R\$ -	R\$ -
41	R\$ 33,61	-R\$ 0,00	R\$ 33,61	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 26,51	R\$ 7,10	R\$ -	R\$ 7,10
42	R\$ 38,25	R\$ -	R\$ 38,25	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 28,79	R\$ 9,46	R\$ -	R\$ 9,46
43	R\$ 93,42	R\$ -	R\$ 93,42	R\$ 0,80	R\$ 0,00	R\$ 0,80	-R\$ 31,05	R\$ 63,17	R\$ -	R\$ 63,17
44	R\$ 41,29	-R\$ 7,85	R\$ 33,43	R\$ -	-R\$ 0,80	-R\$ 0,80	-R\$ 32,63	R\$ -	R\$ -	R\$ -
45	R\$ 34,44	-R\$ 1,62	R\$ 32,83	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 29,09	R\$ 3,74	R\$ -	R\$ 3,74
46	R\$ 33,14	R\$ 0,00	R\$ 33,14	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 30,27	R\$ 2,87	R\$ -	R\$ 2,87
47	R\$ 35,53	R\$ 0,00	R\$ 35,53	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 31,17	R\$ 4,36	R\$ -	R\$ 4,36
48	R\$ 40,82	R\$ 0,00	R\$ 40,82	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 32,10	R\$ 8,73	R\$ -	R\$ 8,73
49	R\$ 55,98	R\$ -	R\$ 55,98	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 30,27	R\$ 25,71	R\$ -	R\$ 25,71



Figura 56 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 1 (conclusão).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAR	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
50	R\$ 41,25	-R\$ 0,00	R\$ 41,25	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 30,25	R\$ 11,00	R\$ -	R\$ 11,00
51	R\$ 63,21	R\$ 0,00	R\$ 63,21	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	-R\$ 31,21	R\$ 32,00	R\$ -	R\$ 32,00
52	R\$ 68,37	R\$ -	R\$ 68,37	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 31,13	R\$ 37,23	R\$ -	R\$ 37,23
53	R\$ 53,22	-R\$ 3,82	R\$ 49,40	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 31,90	R\$ 17,50	R\$ -	R\$ 17,50
54	R\$ 99,63	R\$ -	R\$ 99,63	R\$ 27,79	-R\$ 0,00	R\$ 27,79	-R\$ 32,08	R\$ 95,35	R\$ -	R\$ 95,35
55	R\$ 34,11	-R\$ 3,82	R\$ 30,29	R\$ 20,84	R\$ -	R\$ 20,84	-R\$ 31,30	R\$ 19,83	R\$ -	R\$ 19,83
56	R\$ 55,79	-R\$ 1,51	R\$ 54,28	-R\$ 0,00	-R\$ 23,30	-R\$ 23,30	-R\$ 30,98	R\$ -	R\$ -	R\$ -
57	R\$ 68,76	-R\$ 0,00	R\$ 68,76	R\$ 27,07	R\$ -	R\$ 27,07	-R\$ 29,35	R\$ 66,48	R\$ -	R\$ 66,48
58	R\$ 31,00	R\$ -	R\$ 31,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 28,79	R\$ 2,21	R\$ -	R\$ 2,21
59	R\$ 86,02	R\$ -	R\$ 86,02	R\$ 27,07	R\$ -	R\$ 27,07	-R\$ 27,81	R\$ 85,29	R\$ -	R\$ 85,29
60	R\$ 86,02	R\$ -	R\$ 86,02	R\$ 27,07	R\$ -	R\$ 27,07	-R\$ 26,30	R\$ 86,80	R\$ -	R\$ 86,80
61	R\$ 36,20	-R\$ 1,06	R\$ 35,15	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 29,94	R\$ 5,21	R\$ -	R\$ 5,21
62	R\$ 49,79	-R\$ 3,36	R\$ 46,43	R\$ -	-R\$ 18,15	-R\$ 18,15	-R\$ 28,28	R\$ -	R\$ -	R\$ -
63	R\$ 55,38	R\$ -	R\$ 55,38	R\$ 18,15	R\$ -	R\$ 18,15	-R\$ 25,53	R\$ 48,01	R\$ -	R\$ 48,01
64	R\$ 43,80	R\$ -	R\$ 43,80	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 23,94	R\$ 19,86	R\$ -	R\$ 19,86
65	R\$ 44,51	-R\$ 0,00	R\$ 44,51	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 23,18	R\$ 21,33	R\$ -	R\$ 21,33
66	R\$ 30,22	-R\$ 4,77	R\$ 25,45	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 18,85	R\$ 6,59	R\$ -	R\$ 6,59
67	R\$ 58,82	-R\$ 1,68	R\$ 57,14	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 16,35	R\$ 40,79	R\$ -	R\$ 40,79
68	R\$ 30,19	R\$ -	R\$ 30,19	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	-R\$ 13,77	R\$ 16,42	R\$ -	R\$ 16,42
69	R\$ 90,90	-R\$ 5,43	R\$ 85,48	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 12,57	R\$ 72,91	R\$ -	R\$ 72,91
70	R\$ 50,60	-R\$ 15,36	R\$ 35,24	-R\$ 0,00	-R\$ 25,23	-R\$ 25,23	-R\$ 10,01	R\$ -	R\$ -	R\$ -
71	R\$ 118,66	R\$ -	R\$ 118,66	R\$ 25,23	R\$ -	R\$ 25,23	-R\$ 7,94	R\$ 135,95	R\$ -	R\$ 135,95
72	R\$ 18,05	-R\$ 0,00	R\$ 18,05	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 6,18	R\$ 11,87	R\$ -	R\$ 11,87
73	R\$ 37,45	-R\$ 19,25	R\$ 18,21	R\$ -	-R\$ 12,59	-R\$ 12,59	-R\$ 5,62	R\$ -	R\$ -	R\$ -
74	R\$ 47,31	-R\$ 12,83	R\$ 34,48	R\$ -	-R\$ 30,33	-R\$ 30,33	-R\$ 4,15	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00
75	R\$ 47,01	R\$ -	R\$ 47,01	R\$ 42,92	R\$ -	R\$ 42,92	-R\$ 2,65	R\$ 87,28	R\$ -	R\$ 87,28
76	R\$ 6,42	R\$ -	R\$ 6,42	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 1,66	R\$ 4,75	R\$ -	R\$ 4,75
77	R\$ 14,97	-R\$ 25,43	-R\$ 10,46	R\$ -	-R\$ 45,95	-R\$ 45,95	-R\$ 1,10	R\$ -	-R\$ 57,52	-R\$ 57,52
78	R\$ 20,35	-R\$ 45,95	-R\$ 25,61	R\$ -	-R\$ 50,40	-R\$ 50,40	-R\$ 0,71	R\$ -	-R\$ 76,72	-R\$ 76,72
79	R\$ 27,71	-R\$ 28,30	-R\$ 0,59	-R\$ 0,00	-R\$ 50,40	-R\$ 50,40	-R\$ 0,44	R\$ -	-R\$ 51,43	-R\$ 51,43
80	R\$ 6,93	-R\$ 20,79	-R\$ 13,86	R\$ -	-R\$ 50,40	-R\$ 50,40	-R\$ 0,23	R\$ -	-R\$ 64,49	-R\$ 64,49
81	R\$ 13,35	R\$ -	R\$ 13,35	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,09	R\$ 13,26	R\$ -	R\$ 13,26
82	R\$ 33,36	R\$ -	R\$ 33,36	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,02	R\$ 33,34	R\$ -	R\$ 33,34
83	R\$ 26,69	R\$ -	R\$ 26,69	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ 26,69	R\$ -	R\$ 26,69
84	R\$ 30,94	R\$ -	R\$ 30,94	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 30,94	R\$ -	R\$ 30,94
85	R\$ 40,21	R\$ -	R\$ 40,21	R\$ 23,36	R\$ -	R\$ 23,36	R\$ -	R\$ 63,57	R\$ -	R\$ 63,57
86	R\$ 6,06	R\$ -	R\$ 6,06	R\$ -	-R\$ 6,06	-R\$ 6,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
87	R\$ 6,06	R\$ -	R\$ 6,06	R\$ -	-R\$ 6,06	-R\$ 6,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
88	R\$ 6,06	R\$ -	R\$ 6,06	R\$ -	-R\$ 6,06	-R\$ 6,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
89	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
90	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
91	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
92	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
93	R\$ 4,97	R\$ -	R\$ 4,97	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4,97	R\$ -	R\$ 4,97
94	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,14	R\$ -	R\$ 36,14	R\$ -	R\$ 36,14	R\$ -	R\$ 36,14
95	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
96	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
97	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	<b>R\$ 2.602,59</b>	<b>-R\$ 509,89</b>	<b>R\$ 2.092,70</b>	<b>R\$ 414,36</b>	<b>-R\$ 583,51</b>	<b>-R\$ 169,15</b>	<b>-R\$ 990,39</b>	<b>R\$ 1.508,30</b>	<b>-R\$ 575,15</b>	<b>R\$ 933,16</b>

## ANEXO G – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 1 (CENÁRIO 2)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12190647**

**Password: UzmtseE**

Figura 57 – Resultados do Caso 1 (Cenário 2).

VE	SoC final	Energia recarga (kWh)	Custo recarga	VE	SoC final	Energia recarga (kWh)	Custo recarga
1	0,75346	15,30	RS 26,66	51	1	5,29	RS 13,34
2	1	25,59	RS 37,36	52	1	14,12	RS 28,40
3	1	45,88	RS 82,51	53	1	34,67	RS 67,33
4	1	23,63	RS 33,79	54	1	34,67	RS 50,65
5	1	19,73	RS 36,38	55	1	3,40	RS 4,76
6	1	18,02	RS 38,08	56	1	48,53	RS 88,00
7	0,864	33,00	RS 66,05	57	0,846176	19,25	RS 32,27
8	1	34,41	RS 64,20	58	1	3,88	RS 6,79
9	0,8505	19,25	RS 38,02	59	1	40,59	RS 80,82
10	1	19,04	RS 34,95	60	1	48,53	RS 70,35
11	1	50,29	RS 90,36	61	1	12,44	RS 24,73
12	0,9505	8,25	RS 17,15	62	1	26,47	RS 53,92
13	1	31,76	RS 65,10	63	1	7,06	RS 14,10
14	1	17,41	RS 24,04	64	1	4,41	RS 5,91
15	1	24,57	RS 53,85	65	1	41,47	RS 68,27
16	1	12,58	RS 26,38	66	1	18,83	RS 29,54
17	1	21,76	RS 29,84	67	1	17,65	RS 33,27
18	1	49,41	RS 83,29	68	1	8,50	RS 16,37
19	1	46,76	RS 65,48	69	1	26,47	RS 54,06
20	1	39,71	RS 58,30	70	1	24,57	RS 46,79
21	1	19,38	RS 34,59	71	1	22,03	RS 43,73
22	1	13,86	RS 19,92	72	0,9216	27,50	RS 66,53
23	1	22,10	RS 46,12	73	1	40,59	RS 56,62
24	1	35,29	RS 55,86	74	1	48,53	RS 94,23
25	1	22,94	RS 38,72	75	1	22,03	RS 30,62
26	0,702833	30,25	RS 44,89	76	0,906333	38,50	RS 72,03
27	1	14,48	RS 28,94	77	1	6,18	RS 10,41
28	0,623846	14,40	RS 27,79	78	0,869333	22,00	RS 52,67
29	1	49,41	RS 94,40	79	1	20,65	RS 37,61
30	1	40,59	RS 66,53	80	1	28,47	RS 53,95
31	1	20,06	RS 29,37	81	1	34,67	RS 67,33
32	1	25,45	RS 56,06	82	1	36,25	RS 60,73
33	1	30,88	RS 43,66	83	1	3,88	RS 7,73
34	1	23,09	RS 50,31	84	1	13,24	RS 22,06
35	1	14,04	RS 23,61	85	1	13,24	RS 24,31
36	1	22,64	RS 30,91	86	1	48,53	RS 95,50
37	1	26,33	RS 46,74	87	0,886333	38,50	RS 72,03
38	1	16,50	RS 34,85	88	1	31,20	RS 55,33
39	1	31,76	RS 64,96	89	1	10,35	RS 19,82
40	0,947198	22,00	RS 43,72	90	1	34,67	RS 64,56
41	0,631923	9,25	RS 18,46	91	1	13,24	RS 22,06
42	1	17,76	RS 42,31	92	1	48,53	RS 68,48
43	1	29,12	RS 59,18	93	1	8,41	RS 16,55
44	1	16,32	RS 30,24	94	1	11,47	RS 23,15
45	1	44,35	RS 76,72	95	1	8,41	RS 13,89
46	1	22,10	RS 33,69	96	0,528	4,50	RS 10,52
47	1	60,00	RS 126,16	97	1	9,71	RS 22,64
48	1	20,06	RS 43,11	98	1	13,94	RS 28,57
49	1	26,33	RS 39,30	99	1	9,85	RS 18,29
50	1	25,45	RS 50,09	100	1	33,66	RS 68,35
Total	Energia			Custo recarga			
	2466,07 kWh			R\$ 4.462,97			

## ANEXO H – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 2 (CENÁRIO 2)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12192614**

**Password: AHDltYfP**

Figura 58 – Resultados do Caso 2 (Cenário 2).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento
1	15,30	R\$ 26,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,66	R\$ 26,66	5,29	R\$ 13,10	R\$ -	R\$ -	R\$ 13,10	R\$ 13,10
2	25,59	R\$ 36,06	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,06	R\$ 36,06	14,12	R\$ 19,53	R\$ -	R\$ -	R\$ 19,53	R\$ 19,53
3	45,88	R\$ 65,79	R\$ 5,28	R\$ 0,64	R\$ 60,51	R\$ 71,07	34,67	R\$ 63,25	R\$ -	R\$ -	R\$ 63,25	R\$ 63,25
4	23,63	R\$ 32,73	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,73	R\$ 32,73	34,67	R\$ 52,67	R\$ -	R\$ -	R\$ 52,67	R\$ 52,67
5	19,73	R\$ 34,29	R\$ -	R\$ -	R\$ 34,29	R\$ 34,29	3,40	R\$ 5,52	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,52	R\$ 5,52
6	18,02	R\$ 37,52	R\$ -	R\$ -	R\$ 37,52	R\$ 37,52	48,53	R\$ 73,02	R\$ 4,11	R\$ 0,64	R\$ 68,91	R\$ 77,14
7	33,00	R\$ 66,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,05	R\$ 66,05	19,25	R\$ 32,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,27	R\$ 32,27
8	34,41	R\$ 50,77	R\$ 9,99	R\$ 0,66	R\$ 40,78	R\$ 60,76	3,88	R\$ 5,29	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,29	R\$ 5,29
9	24,75	R\$ 49,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,54	R\$ 49,54	40,59	R\$ 68,37	R\$ -	R\$ -	R\$ 68,37	R\$ 68,37
10	19,04	R\$ 36,82	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,82	R\$ 36,82	48,53	R\$ 71,71	R\$ -	R\$ -	R\$ 71,71	R\$ 71,71
11	50,29	R\$ 86,98	R\$ -	R\$ -	R\$ 86,98	R\$ 86,98	12,44	R\$ 17,79	R\$ -	R\$ -	R\$ 17,79	R\$ 17,79
12	24,75	R\$ 51,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,30	R\$ 51,30	26,47	R\$ 39,33	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,33	R\$ 39,33
13	31,76	R\$ 46,37	R\$ -	R\$ -	R\$ 46,37	R\$ 46,37	7,06	R\$ 9,83	R\$ -	R\$ -	R\$ 9,83	R\$ 9,83
14	17,41	R\$ 24,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 24,07	R\$ 24,07	4,41	R\$ 6,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 6,07	R\$ 6,07
15	24,57	R\$ 53,88	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,88	R\$ 53,88	41,47	R\$ 70,92	R\$ -	R\$ -	R\$ 70,92	R\$ 70,92
16	12,58	R\$ 27,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,31	R\$ 27,31	18,83	R\$ 26,63	R\$ 2,51	R\$ 0,64	R\$ 24,13	R\$ 29,14
17	21,76	R\$ 31,98	R\$ -	R\$ -	R\$ 31,98	R\$ 31,98	17,65	R\$ 25,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 25,31	R\$ 25,31
18	49,41	R\$ 85,84	R\$ -	R\$ -	R\$ 85,84	R\$ 85,84	8,50	R\$ 11,76	R\$ -	R\$ -	R\$ 11,76	R\$ 11,76
19	46,76	R\$ 74,04	R\$ 1,96	R\$ 0,65	R\$ 72,09	R\$ 76,00	26,47	R\$ 37,94	R\$ -	R\$ -	R\$ 37,94	R\$ 37,94
20	39,71	R\$ 65,80	R\$ -	R\$ -	R\$ 65,80	R\$ 65,80	24,57	R\$ 46,79	R\$ -	R\$ -	R\$ 46,79	R\$ 46,79
21	19,38	R\$ 35,87	R\$ -	R\$ -	R\$ 35,87	R\$ 35,87	22,03	R\$ 33,04	R\$ 0,46	R\$ 0,63	R\$ 32,59	R\$ 33,50
22	13,86	R\$ 19,07	R\$ 1,30	R\$ 0,69	R\$ 17,77	R\$ 20,37	27,49	R\$ 66,52	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,52	R\$ 66,52
23	22,10	R\$ 30,65	R\$ -	R\$ -	R\$ 30,65	R\$ 30,65	40,59	R\$ 57,46	R\$ -	R\$ -	R\$ 57,46	R\$ 57,46
24	35,29	R\$ 54,86	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,86	R\$ 54,86	48,53	R\$ 72,54	R\$ 5,83	R\$ 0,63	R\$ 66,71	R\$ 78,37
25	22,94	R\$ 39,76	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,76	R\$ 39,76	22,03	R\$ 33,52	R\$ 0,46	R\$ 0,63	R\$ 33,06	R\$ 33,97
26	30,25	R\$ 44,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 44,89	R\$ 44,89	38,50	R\$ 72,03	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,03	R\$ 72,03
27	14,48	R\$ 20,09	R\$ -	R\$ -	R\$ 20,09	R\$ 20,09	6,18	R\$ 8,59	R\$ -	R\$ -	R\$ 8,59	R\$ 8,59
28	14,40	R\$ 27,79	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,79	R\$ 27,79	22,00	R\$ 52,67	R\$ -	R\$ -	R\$ 52,67	R\$ 52,67
29	49,41	R\$ 72,47	R\$ 1,81	R\$ 0,64	R\$ 70,65	R\$ 74,28	20,65	R\$ 32,97	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,97	R\$ 32,97
30	40,59	R\$ 66,86	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,86	R\$ 66,86	28,47	R\$ 38,33	R\$ 4,05	R\$ 0,32	R\$ 34,28	R\$ 42,38
31	20,06	R\$ 31,77	R\$ -	R\$ -	R\$ 31,77	R\$ 31,77	34,67	R\$ 50,11	R\$ -	R\$ -	R\$ 50,11	R\$ 50,11
32	25,45	R\$ 50,16	R\$ -	R\$ -	R\$ 50,16	R\$ 50,16	36,25	R\$ 61,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 61,07	R\$ 61,07
33	30,88	R\$ 46,57	R\$ -	R\$ -	R\$ 46,57	R\$ 46,57	3,88	R\$ 5,25	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,25	R\$ 5,25
34	23,09	R\$ 50,47	R\$ -	R\$ -	R\$ 50,47	R\$ 50,47	13,24	R\$ 18,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 18,07	R\$ 18,07
35	14,04	R\$ 27,28	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,28	R\$ 27,28	13,24	R\$ 18,62	R\$ -	R\$ -	R\$ 18,62	R\$ 18,62
36	22,64	R\$ 31,63	R\$ -	R\$ -	R\$ 31,63	R\$ 31,63	48,53	R\$ 75,99	R\$ 0,63	R\$ 0,64	R\$ 75,36	R\$ 76,61
37	26,33	R\$ 44,12	R\$ -	R\$ -	R\$ 44,12	R\$ 44,12	38,50	R\$ 72,03	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,03	R\$ 72,03
38	17,55	R\$ 35,65	R\$ 1,06	R\$ 1,38	R\$ 34,59	R\$ 36,71	31,20	R\$ 55,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 55,66	R\$ 55,66
39	31,76	R\$ 44,40	R\$ -	R\$ -	R\$ 44,40	R\$ 44,40	10,35	R\$ 14,28	R\$ -	R\$ -	R\$ 14,28	R\$ 14,28
40	30,25	R\$ 61,42	R\$ -	R\$ -	R\$ 61,42	R\$ 61,42	34,67	R\$ 53,40	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,40	R\$ 53,40
41	18,50	R\$ 38,12	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,12	R\$ 38,12	13,24	R\$ 18,93	R\$ -	R\$ -	R\$ 18,93	R\$ 18,93
42	17,76	R\$ 39,02	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,02	R\$ 39,02	48,53	R\$ 74,65	R\$ -	R\$ -	R\$ 74,65	R\$ 74,65
43	29,12	R\$ 44,83	R\$ -	R\$ -	R\$ 44,83	R\$ 44,83	8,41	R\$ 11,56	R\$ -	R\$ -	R\$ 11,56	R\$ 11,56
44	16,32	R\$ 31,44	R\$ -	R\$ -	R\$ 31,44	R\$ 31,44	11,47	R\$ 15,96	R\$ -	R\$ -	R\$ 15,96	R\$ 15,96
45	44,35	R\$ 77,46	R\$ -	R\$ -	R\$ 77,46	R\$ 77,46	8,41	R\$ 11,94	R\$ -	R\$ -	R\$ 11,94	R\$ 11,94
46	22,10	R\$ 37,78	R\$ -	R\$ -	R\$ 37,78	R\$ 37,78	4,50	R\$ 10,51	R\$ -	R\$ -	R\$ 10,51	R\$ 10,51
47	60,00	R\$ 125,40	R\$ -	R\$ -	R\$ 125,40	R\$ 125,40	9,71	R\$ 20,83	R\$ -	R\$ -	R\$ 20,83	R\$ 20,83
48	20,06	R\$ 40,33	R\$ -	R\$ -	R\$ 40,33	R\$ 40,33	13,94	R\$ 18,18	R\$ 4,46	R\$ 1,74	R\$ 13,72	R\$ 22,64
49	26,33	R\$ 35,57	R\$ 4,91	R\$ 1,25	R\$ 30,66	R\$ 40,48	9,85	R\$ 13,68	R\$ -	R\$ -	R\$ 13,68	R\$ 13,68
50	25,45	R\$ 39,18	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,18	R\$ 39,18	33,66	R\$ 48,71	R\$ -	R\$ -	R\$ 48,71	R\$ 48,71
							<b>2506,61 kWh</b>	<b>R\$ 4.162,90</b>	<b>R\$ 48,81</b>		<b>R\$ 4.114,09</b>	<b>R\$ 4.211,72</b>

Figura 59 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 2 (continua).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAB	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 8,91	R\$ -	R\$ 8,91	R\$ -	R\$ 8,91	R\$ -	R\$ 8,91
15	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,01	R\$ -	R\$ 27,01	R\$ -	R\$ 27,01	R\$ -	R\$ 27,01
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
22	-R\$ 0,00	-R\$ 4,16	-R\$ 4,16	R\$ 4,16	-R\$ 0,00	R\$ 4,16	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
23	R\$ 4,16	-R\$ 4,16	R\$ -	R\$ 4,16	R\$ 0,00	R\$ 4,16	-R\$ 0,02	R\$ 4,14	R\$ -	R\$ 4,14
24	R\$ 2,52	-R\$ 5,25	-R\$ 2,73	R\$ 7,05	R\$ 0,00	R\$ 7,05	-R\$ 0,04	R\$ 4,27	R\$ -	R\$ 4,27
25	R\$ 5,29	-R\$ 0,00	R\$ 5,29	R\$ 0,00	-R\$ 5,17	-R\$ 5,17	-R\$ 0,11	R\$ -	R\$ -	R\$ -
26	R\$ 10,57	R\$ -	R\$ 10,57	R\$ -	-R\$ 10,34	-R\$ 10,34	-R\$ 0,23	R\$ -	R\$ -	R\$ -
27	R\$ 8,84	-R\$ 1,87	R\$ 6,98	R\$ -	-R\$ 6,51	-R\$ 6,51	-R\$ 0,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -
28	R\$ 28,06	-R\$ 1,87	R\$ 26,19	R\$ 34,19	R\$ -	R\$ 34,19	-R\$ 0,85	R\$ 59,53	R\$ -	R\$ 59,53
29	R\$ 18,77	-R\$ 5,62	R\$ 13,14	R\$ -	-R\$ 1,15	-R\$ 1,15	-R\$ 1,40	R\$ 10,59	R\$ -	R\$ 10,59
30	R\$ 26,17	-R\$ 3,37	R\$ 22,80	R\$ 6,52	-R\$ 0,00	R\$ 6,52	-R\$ 2,14	R\$ 27,18	R\$ -	R\$ 27,18
31	R\$ 44,88	-R\$ 3,55	R\$ 41,33	R\$ -	-R\$ 40,90	-R\$ 40,90	-R\$ 3,24	R\$ 0,00	-R\$ 2,81	-R\$ 2,81
32	R\$ 35,58	-R\$ 9,71	R\$ 25,87	R\$ 18,77	-R\$ 0,00	R\$ 18,77	-R\$ 4,96	R\$ 39,68	R\$ -	R\$ 39,68
33	R\$ 55,03	-R\$ 9,44	R\$ 45,59	R\$ -	-R\$ 37,95	-R\$ 37,95	-R\$ 7,65	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
34	R\$ 58,90	-R\$ 9,44	R\$ 49,46	R\$ -	-R\$ 39,09	-R\$ 39,09	-R\$ 10,37	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00
35	R\$ 54,93	-R\$ 3,54	R\$ 51,39	R\$ -	-R\$ 7,98	-R\$ 7,98	-R\$ 13,47	R\$ 29,94	R\$ -	R\$ 29,94
36	R\$ 64,80	-R\$ 3,54	R\$ 61,26	R\$ -	-R\$ 36,77	-R\$ 36,77	-R\$ 16,26	R\$ 8,22	R\$ -	R\$ 8,22
37	R\$ 63,54	-R\$ 19,37	R\$ 44,18	R\$ 0,35	R\$ 0,00	R\$ 0,35	-R\$ 18,03	R\$ 26,50	R\$ -	R\$ 26,50
38	R\$ 98,22	-R\$ 0,00	R\$ 98,22	R\$ 31,66	-R\$ 0,00	R\$ 31,66	-R\$ 21,47	R\$ 108,42	R\$ -	R\$ 108,42
39	R\$ 54,75	R\$ -	R\$ 54,75	R\$ -	-R\$ 29,72	-R\$ 29,72	-R\$ 25,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -
40	R\$ 51,06	-R\$ 6,32	R\$ 44,74	R\$ -	-R\$ 2,29	-R\$ 2,29	-R\$ 28,46	R\$ 13,98	R\$ -	R\$ 13,98
41	R\$ 41,57	-R\$ 7,58	R\$ 33,99	R\$ 23,99	R\$ 0,00	R\$ 23,99	-R\$ 26,51	R\$ 31,47	R\$ -	R\$ 31,47
42	R\$ 49,03	-R\$ 2,25	R\$ 46,77	R\$ 0,00	-R\$ 17,98	-R\$ 17,98	-R\$ 28,79	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
43	R\$ 49,28	-R\$ 12,21	R\$ 37,07	R\$ -	-R\$ 6,01	-R\$ 6,01	-R\$ 31,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -
44	R\$ 58,55	-R\$ 0,48	R\$ 58,07	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 32,63	R\$ 25,43	R\$ -	R\$ 25,43
45	R\$ 43,72	-R\$ 14,64	R\$ 29,08	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 29,09	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
46	R\$ 49,02	-R\$ 4,19	R\$ 44,84	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 30,27	R\$ 14,56	R\$ -	R\$ 14,56
47	R\$ 130,78	R\$ -	R\$ 130,78	R\$ 28,90	-R\$ 0,00	R\$ 28,90	-R\$ 31,17	R\$ 128,51	-R\$ 0,00	R\$ 128,51
48	R\$ 168,69	R\$ -	R\$ 168,69	R\$ 28,16	-R\$ 0,00	R\$ 28,16	-R\$ 32,10	R\$ 164,75	R\$ -	R\$ 164,75
49	R\$ 93,68	R\$ -	R\$ 93,68	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	-R\$ 30,27	R\$ 63,41	R\$ -	R\$ 63,41

Figura 60 – Custo da energia, Caso 2 - Cenário 2 (conclusão).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAR	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
50	R\$ 49,76	R\$ -	R\$ 49,76	-R\$ 0,00	-R\$ 19,52	-R\$ 19,52	-R\$ 30,25	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00
51	R\$ 57,99	R\$ -	R\$ 57,99	R\$ -	-R\$ 26,78	-R\$ 26,78	-R\$ 31,21	R\$ -	R\$ -	R\$ -
52	R\$ 166,14	R\$ -	R\$ 166,14	R\$ 26,38	R\$ -	R\$ 26,38	-R\$ 31,13	R\$ 161,38	R\$ 0,00	R\$ 161,38
53	R\$ 175,52	R\$ -	R\$ 175,52	R\$ 22,77	-R\$ 0,00	R\$ 22,77	-R\$ 31,90	R\$ 166,38	R\$ -	R\$ 166,38
54	R\$ 59,87	R\$ -	R\$ 59,87	R\$ -	-R\$ 27,79	-R\$ 27,79	-R\$ 32,08	R\$ -	R\$ -	R\$ -
55	R\$ 171,82	R\$ -	R\$ 171,82	R\$ 25,86	R\$ 0,00	R\$ 25,86	-R\$ 31,30	R\$ 166,38	R\$ 0,00	R\$ 166,38
56	R\$ 124,44	R\$ -	R\$ 124,44	R\$ 25,98	R\$ -	R\$ 25,98	-R\$ 30,98	R\$ 119,44	R\$ 0,00	R\$ 119,44
57	R\$ 141,11	R\$ -	R\$ 141,11	R\$ 23,37	R\$ 0,00	R\$ 23,37	-R\$ 29,35	R\$ 135,13	R\$ 0,00	R\$ 135,13
58	R\$ 52,93	R\$ -	R\$ 52,93	-R\$ 0,00	-R\$ 22,41	-R\$ 22,41	-R\$ 28,79	R\$ 1,73	R\$ -	R\$ 1,73
59	R\$ 163,19	R\$ -	R\$ 163,19	R\$ 26,11	R\$ -	R\$ 26,11	-R\$ 27,81	R\$ 161,49	R\$ -	R\$ 161,49
60	R\$ 52,91	R\$ -	R\$ 52,91	-R\$ 0,00	-R\$ 26,61	-R\$ 26,61	-R\$ 26,30	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00
61	R\$ 146,64	R\$ -	R\$ 146,64	R\$ 10,44	-R\$ 0,00	R\$ 10,44	-R\$ 29,94	R\$ 127,15	R\$ 0,00	R\$ 127,15
62	R\$ 119,48	R\$ -	R\$ 119,48	R\$ 20,63	-R\$ 0,00	R\$ 20,63	-R\$ 28,28	R\$ 111,84	-R\$ 0,00	R\$ 111,84
63	R\$ 75,84	R\$ -	R\$ 75,84	R\$ 0,35	R\$ 0,00	R\$ 0,35	-R\$ 25,53	R\$ 50,66	R\$ -	R\$ 50,66
64	R\$ 57,76	R\$ -	R\$ 57,76	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 23,94	R\$ 33,82	R\$ -	R\$ 33,82
65	R\$ 57,88	R\$ -	R\$ 57,88	R\$ -	-R\$ 34,70	-R\$ 34,70	-R\$ 23,18	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
66	R\$ 98,28	R\$ -	R\$ 98,28	R\$ 17,06	R\$ -	R\$ 17,06	-R\$ 18,85	R\$ 96,49	R\$ 0,00	R\$ 96,49
67	R\$ 63,04	R\$ -	R\$ 63,04	R\$ -	-R\$ 20,43	-R\$ 20,43	-R\$ 16,35	R\$ 26,27	R\$ -	R\$ 26,27
68	R\$ 113,95	R\$ -	R\$ 113,95	R\$ 34,70	R\$ -	R\$ 34,70	-R\$ 13,77	R\$ 134,88	-R\$ 0,00	R\$ 134,88
69	R\$ 109,19	R\$ -	R\$ 109,19	R\$ 3,82	-R\$ 0,00	R\$ 3,82	-R\$ 12,57	R\$ 100,45	R\$ -	R\$ 100,45
70	R\$ 67,40	R\$ -	R\$ 67,40	R\$ 0,00	-R\$ 25,14	-R\$ 25,14	-R\$ 10,01	R\$ 32,24	R\$ -	R\$ 32,24
71	R\$ 75,56	R\$ -	R\$ 75,56	R\$ 4,77	R\$ 0,00	R\$ 4,77	-R\$ 7,94	R\$ 72,38	R\$ -	R\$ 72,38
72	R\$ 99,96	R\$ -	R\$ 99,96	R\$ 20,38	R\$ -	R\$ 20,38	-R\$ 6,18	R\$ 114,16	R\$ -	R\$ 114,16
73	R\$ 60,10	R\$ -	R\$ 60,10	R\$ -	-R\$ 6,99	-R\$ 6,99	-R\$ 5,62	R\$ 47,49	R\$ -	R\$ 47,49
74	R\$ 25,19	R\$ -	R\$ 25,19	-R\$ 0,00	-R\$ 21,05	-R\$ 21,05	-R\$ 4,15	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -
75	R\$ 38,02	R\$ -	R\$ 38,02	R\$ 12,11	-R\$ 0,00	R\$ 12,11	-R\$ 2,65	R\$ 47,49	R\$ -	R\$ 47,49
76	R\$ 16,62	R\$ -	R\$ 16,62	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 1,66	R\$ 14,96	R\$ -	R\$ 14,96
77	R\$ 23,67	R\$ -	R\$ 23,67	-R\$ 0,00	-R\$ 22,54	-R\$ 22,54	-R\$ 1,10	R\$ 0,03	R\$ -	R\$ 0,03
78	R\$ 41,33	R\$ -	R\$ 41,33	-R\$ 0,00	-R\$ 40,61	-R\$ 40,61	-R\$ 0,71	R\$ -	R\$ -	R\$ -
79	R\$ 38,81	R\$ -	R\$ 38,81	R\$ -	-R\$ 38,37	-R\$ 38,37	-R\$ 0,44	R\$ -	R\$ -	R\$ -
80	R\$ 27,72	R\$ -	R\$ 27,72	-R\$ 0,00	-R\$ 27,45	-R\$ 27,45	-R\$ 0,23	R\$ 0,03	R\$ -	R\$ 0,03
81	R\$ 26,45	R\$ -	R\$ 26,45	R\$ 0,00	-R\$ 1,93	-R\$ 1,93	-R\$ 0,09	R\$ 24,43	R\$ -	R\$ 24,43
82	R\$ 29,26	R\$ -	R\$ 29,26	R\$ -	-R\$ 4,81	-R\$ 4,81	-R\$ 0,02	R\$ 24,43	R\$ -	R\$ 24,43
83	R\$ 19,78	R\$ -	R\$ 19,78	R\$ 4,66	-R\$ 0,00	R\$ 4,66	-R\$ 0,00	R\$ 24,43	R\$ -	R\$ 24,43
84	R\$ 35,05	R\$ -	R\$ 35,05	-R\$ 0,00	-R\$ 35,05	-R\$ 35,05	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -
85	R\$ 53,75	R\$ -	R\$ 53,75	R\$ 21,17	R\$ -	R\$ 21,17	R\$ -	R\$ 74,92	R\$ -	R\$ 74,92
86	R\$ 56,99	R\$ -	R\$ 56,99	R\$ 17,93	R\$ 0,00	R\$ 17,93	R\$ -	R\$ 74,92	R\$ -	R\$ 74,92
87	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00
88	R\$ 13,77	R\$ -	R\$ 13,77	R\$ -	-R\$ 13,77	-R\$ 13,77	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00
89	R\$ 22,10	R\$ -	R\$ 22,10	R\$ 9,85	-R\$ 0,00	R\$ 9,85	R\$ -	R\$ 31,95	R\$ -	R\$ 31,95
90	R\$ 9,67	R\$ -	R\$ 9,67	R\$ -	-R\$ 9,67	-R\$ 9,67	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
91	R\$ 32,80	R\$ -	R\$ 32,80	R\$ 3,29	R\$ 0,00	R\$ 3,29	R\$ -	R\$ 36,09	R\$ -	R\$ 36,09
92	R\$ 0,56	R\$ -	R\$ 0,56	R\$ 0,00	-R\$ 38,35	-R\$ 38,35	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 37,78	-R\$ 37,78
93	R\$ 13,84	R\$ -	R\$ 13,84	R\$ 2,77	R\$ 0,00	R\$ 2,77	R\$ -	R\$ 16,61	R\$ -	R\$ 16,61
94	R\$ 8,13	R\$ -	R\$ 8,13	R\$ 31,70	R\$ -	R\$ 31,70	R\$ -	R\$ 39,84	R\$ -	R\$ 39,84
95	R\$ 17,89	R\$ -	R\$ 17,89	R\$ 3,88	-R\$ 0,00	R\$ 3,88	R\$ -	R\$ 21,77	R\$ -	R\$ 21,77
96	R\$ 12,92	R\$ -	R\$ 12,92	R\$ -	-R\$ 12,12	-R\$ 12,12	R\$ -	R\$ 0,80	R\$ -	R\$ 0,80
97	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 14,16	R\$ -	R\$ 14,16	R\$ -	R\$ 14,16	R\$ -	R\$ 14,16
	<b>R\$ 4.295,47</b>	<b>-R\$ 132,57</b>	<b>R\$ 4.162,90</b>	<b>R\$ 607,98</b>	<b>-R\$ 717,98</b>	<b>-R\$ 110,00</b>	<b>-R\$ 990,39</b>	<b>R\$ 3.103,10</b>	<b>-R\$ 40,59</b>	<b>R\$ 3.062,51</b>

## ANEXO I – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 3 (CENÁRIO 2)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12203538**

**Password: cjmxFGgb**

Figura 61 – Resultados do Caso 3 (Cenário 2).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento	VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento
1	15,30	R\$ 26,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,66	R\$ 26,66	51	5,29	R\$ 13,08	R\$ -	R\$ -	R\$ 13,08	R\$ 13,08
2	25,59	R\$ 36,32	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,32	R\$ 36,32	52	14,12	R\$ 21,37	R\$ -	R\$ -	R\$ 21,37	R\$ 21,37
3	45,88	R\$ 72,41	R\$ 1,56	R\$ 0,65	R\$ 70,85	R\$ 73,97	53	34,67	R\$ 62,90	R\$ -	R\$ -	R\$ 62,90	R\$ 62,90
4	23,63	R\$ 32,60	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,60	R\$ 32,60	54	34,67	R\$ 58,02	R\$ -	R\$ -	R\$ 58,02	R\$ 58,02
5	19,73	R\$ 34,86	R\$ -	R\$ -	R\$ 34,86	R\$ 34,86	55	3,40	R\$ 5,52	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,52	R\$ 5,52
6	18,02	R\$ 38,80	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,80	R\$ 38,80	56	48,53	R\$ 78,53	R\$ 2,31	R\$ 0,64	R\$ 76,21	R\$ 80,84
7	33,00	R\$ 66,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,05	R\$ 66,05	57	19,25	R\$ 32,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,27	R\$ 32,27
8	34,41	R\$ 54,47	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,47	R\$ 54,47	58	3,88	R\$ 5,87	R\$ -	R\$ -	R\$ 5,87	R\$ 5,87
9	24,75	R\$ 49,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,54	R\$ 49,54	59	40,59	R\$ 64,63	R\$ -	R\$ -	R\$ 64,63	R\$ 64,63
10	19,04	R\$ 38,92	R\$ 0,35	R\$ 1,67	R\$ 38,57	R\$ 39,27	60	48,53	R\$ 72,13	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,13	R\$ 72,13
11	50,29	R\$ 84,96	R\$ -	R\$ -	R\$ 84,96	R\$ 84,96	61	12,44	R\$ 18,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 18,89	R\$ 18,89
12	24,75	R\$ 51,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,30	R\$ 51,30	62	26,47	R\$ 43,62	R\$ -	R\$ -	R\$ 43,62	R\$ 43,62
13	31,76	R\$ 49,33	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,33	R\$ 49,33	63	7,06	R\$ 10,26	R\$ -	R\$ -	R\$ 10,26	R\$ 10,26
14	17,41	R\$ 24,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 24,07	R\$ 24,07	64	4,41	R\$ 6,38	R\$ -	R\$ -	R\$ 6,38	R\$ 6,38
15	24,57	R\$ 53,98	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,98	R\$ 53,98	65	41,47	R\$ 71,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 71,30	R\$ 71,30
16	12,58	R\$ 27,38	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,38	R\$ 27,38	66	18,83	R\$ 27,70	R\$ 3,59	R\$ 0,63	R\$ 24,11	R\$ 31,29
17	21,76	R\$ 32,24	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,24	R\$ 32,24	67	17,65	R\$ 25,43	R\$ -	R\$ -	R\$ 25,43	R\$ 25,43
18	49,41	R\$ 87,10	R\$ -	R\$ -	R\$ 87,10	R\$ 87,10	68	8,50	R\$ 12,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 12,89	R\$ 12,89
19	46,76	R\$ 76,71	R\$ -	R\$ -	R\$ 76,71	R\$ 76,71	69	26,47	R\$ 38,76	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,76	R\$ 38,76
20	39,71	R\$ 67,26	R\$ 0,34	R\$ 0,67	R\$ 66,92	R\$ 67,60	70	24,57	R\$ 48,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 48,54	R\$ 48,54
21	19,38	R\$ 36,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,89	R\$ 36,89	71	22,03	R\$ 36,81	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,81	R\$ 36,81
22	13,86	R\$ 18,96	R\$ 1,30	R\$ 0,69	R\$ 17,66	R\$ 20,26	72	27,50	R\$ 66,53	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,53	R\$ 66,53
23	22,10	R\$ 31,57	R\$ 2,49	R\$ 1,61	R\$ 29,08	R\$ 34,07	73	40,59	R\$ 57,36	R\$ -	R\$ -	R\$ 57,36	R\$ 57,36
24	35,29	R\$ 54,01	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,01	R\$ 54,01	74	48,53	R\$ 77,79	R\$ 0,18	R\$ 0,64	R\$ 77,60	R\$ 77,97
25	22,94	R\$ 39,34	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,34	R\$ 39,34	75	22,03	R\$ 34,80	R\$ 1,55	R\$ 0,63	R\$ 33,26	R\$ 36,35
26	30,25	R\$ 44,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 44,89	R\$ 44,89	76	38,50	R\$ 72,03	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,03	R\$ 72,03
27	14,48	R\$ 20,60	R\$ -	R\$ -	R\$ 20,60	R\$ 20,60	77	6,18	R\$ 9,03	R\$ -	R\$ -	R\$ 9,03	R\$ 9,03
28	14,40	R\$ 27,79	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,79	R\$ 27,79	78	22,00	R\$ 52,67	R\$ -	R\$ -	R\$ 52,67	R\$ 52,67
29	49,41	R\$ 72,77	R\$ 1,22	R\$ 0,64	R\$ 71,55	R\$ 73,99	79	20,65	R\$ 31,26	R\$ 0,01	R\$ 0,14	R\$ 31,25	R\$ 31,26
30	40,59	R\$ 66,69	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,69	R\$ 66,69	80	28,47	R\$ 45,80	R\$ 0,54	R\$ 0,33	R\$ 45,26	R\$ 46,35
31	20,06	R\$ 32,43	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,43	R\$ 32,43	81	34,67	R\$ 51,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,66	R\$ 51,66
32	25,45	R\$ 53,21	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,21	R\$ 53,21	82	36,25	R\$ 61,09	R\$ -	R\$ -	R\$ 61,09	R\$ 61,09
33	30,88	R\$ 54,41	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,41	R\$ 54,41	83	3,88	R\$ 6,03	R\$ -	R\$ -	R\$ 6,03	R\$ 6,03
34	23,09	R\$ 50,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 50,31	R\$ 50,31	84	13,24	R\$ 20,67	R\$ -	R\$ -	R\$ 20,67	R\$ 20,67
35	14,04	R\$ 26,92	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,92	R\$ 26,92	85	13,24	R\$ 20,94	R\$ -	R\$ -	R\$ 20,94	R\$ 20,94
36	22,64	R\$ 31,85	R\$ -	R\$ -	R\$ 31,85	R\$ 31,85	86	48,53	R\$ 72,65	R\$ 1,34	R\$ 0,64	R\$ 71,31	R\$ 73,99
37	26,33	R\$ 43,16	R\$ 1,18	R\$ 1,27	R\$ 41,98	R\$ 44,34	87	38,50	R\$ 72,03	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,03	R\$ 72,03
38	17,55	R\$ 35,39	R\$ -	R\$ -	R\$ 35,39	R\$ 35,39	88	31,20	R\$ 55,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 55,30	R\$ 55,30
39	31,76	R\$ 46,44	R\$ -	R\$ -	R\$ 46,44	R\$ 46,44	89	10,35	R\$ 15,37	R\$ -	R\$ -	R\$ 15,37	R\$ 15,37
40	30,25	R\$ 61,42	R\$ -	R\$ -	R\$ 61,42	R\$ 61,42	90	34,67	R\$ 52,33	R\$ -	R\$ -	R\$ 52,33	R\$ 52,33
41	18,50	R\$ 38,12	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,12	R\$ 38,12	91	13,24	R\$ 21,71	R\$ -	R\$ -	R\$ 21,71	R\$ 21,71
42	17,76	R\$ 39,45	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,45	R\$ 39,45	92	48,53	R\$ 78,78	R\$ 1,05	R\$ 0,64	R\$ 77,73	R\$ 79,82
43	29,12	R\$ 47,83	R\$ -	R\$ -	R\$ 47,83	R\$ 47,83	93	8,41	R\$ 13,08	R\$ -	R\$ -	R\$ 13,08	R\$ 13,08
44	16,32	R\$ 32,95	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,95	R\$ 32,95	94	11,47	R\$ 17,09	R\$ -	R\$ -	R\$ 17,09	R\$ 17,09
45	44,35	R\$ 76,91	R\$ -	R\$ -	R\$ 76,91	R\$ 76,91	95	8,41	R\$ 12,59	R\$ -	R\$ -	R\$ 12,59	R\$ 12,59
46	22,10	R\$ 40,97	R\$ 2,07	R\$ 1,61	R\$ 38,90	R\$ 43,05	96	4,50	R\$ 10,52	R\$ -	R\$ -	R\$ 10,52	R\$ 10,52
47	60,00	R\$ 125,56	R\$ -	R\$ -	R\$ 125,56	R\$ 125,56	97	9,71	R\$ 22,25	R\$ -	R\$ -	R\$ 22,25	R\$ 22,25
48	20,06	R\$ 40,28	R\$ -	R\$ -	R\$ 40,28	R\$ 40,28	98	13,94	R\$ 18,46	R\$ 5,74	R\$ 1,73	R\$ 12,72	R\$ 24,20
49	26,33	R\$ 35,98	R\$ 2,59	R\$ 1,26	R\$ 33,39	R\$ 38,58	99	9,85	R\$ 14,69	R\$ -	R\$ -	R\$ 14,69	R\$ 14,69
50	25,45	R\$ 38,27	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,27	R\$ 38,27	100	33,66	R\$ 49,79	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,79	R\$ 49,79
								<b>2506,61 kWh</b>	<b>R\$ 4.259,52</b>	<b>R\$ 29,42</b>		<b>R\$ 4.230,10</b>	<b>R\$ 4.288,94</b>

Figura 62 – Custo da energia, Caso 3 - Cenário 2.

Periodo	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede	Periodo	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	50	R\$ 48,19	R\$ 0,00	R\$ 48,19	-R\$ 30,25	R\$ 17,95	R\$ 0,00	R\$ 17,95
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	51	R\$ 133,12	R\$ 0,00	R\$ 133,12	-R\$ 31,21	R\$ 101,91	R\$ 0,00	R\$ 101,91
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	52	R\$ 46,20	-R\$ 0,18	R\$ 46,02	-R\$ 31,13	R\$ 14,89	-R\$ 0,00	R\$ 14,89
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	53	R\$ 35,59	-R\$ 0,52	R\$ 35,07	-R\$ 31,90	R\$ 3,16	-R\$ 0,00	R\$ 3,16
5	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	54	R\$ 38,96	R\$ -	R\$ 38,96	-R\$ 32,08	R\$ 6,88	R\$ 0,00	R\$ 6,88
6	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	55	R\$ 137,87	-R\$ 0,00	R\$ 137,87	-R\$ 31,30	R\$ 106,57	-R\$ 0,00	R\$ 106,57
7	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	56	R\$ 135,08	-R\$ 0,00	R\$ 135,08	-R\$ 30,98	R\$ 104,09	R\$ 0,00	R\$ 104,09
8	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	57	R\$ 130,23	-R\$ 0,00	R\$ 130,23	-R\$ 29,35	R\$ 100,88	-R\$ 0,00	R\$ 100,88
9	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	58	R\$ 59,45	-R\$ 1,74	R\$ 57,71	-R\$ 28,79	R\$ 28,92	-R\$ 0,00	R\$ 28,92
10	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	59	R\$ 137,60	-R\$ 0,00	R\$ 137,60	-R\$ 27,81	R\$ 109,80	R\$ 0,00	R\$ 109,80
11	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	60	R\$ 45,50	-R\$ 0,00	R\$ 45,50	-R\$ 26,30	R\$ 19,20	-R\$ 0,00	R\$ 19,20
12	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	61	R\$ 171,08	R\$ -	R\$ 171,08	-R\$ 29,94	R\$ 141,14	R\$ 0,00	R\$ 141,14
13	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	62	R\$ 134,18	R\$ -	R\$ 134,18	-R\$ 28,28	R\$ 105,90	-R\$ 0,00	R\$ 105,90
14	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	63	R\$ 177,76	R\$ 0,00	R\$ 177,76	-R\$ 25,53	R\$ 152,23	R\$ 0,00	R\$ 152,23
15	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	64	R\$ 41,32	R\$ 0,00	R\$ 41,32	-R\$ 23,94	R\$ 17,38	-R\$ 0,00	R\$ 17,38
16	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	65	R\$ 41,19	-R\$ 0,36	R\$ 40,82	-R\$ 23,18	R\$ 17,64	-R\$ 0,00	R\$ 17,64
17	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	66	R\$ 155,86	-R\$ 0,00	R\$ 155,86	-R\$ 18,85	R\$ 137,01	R\$ 0,00	R\$ 137,01
18	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	67	R\$ 35,53	-R\$ 0,00	R\$ 35,53	-R\$ 16,35	R\$ 19,18	-R\$ 0,00	R\$ 19,18
19	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	68	R\$ 49,03	-R\$ 0,00	R\$ 49,03	-R\$ 13,77	R\$ 35,25	-R\$ 0,00	R\$ 35,25
20	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	69	R\$ 54,42	R\$ 0,00	R\$ 54,42	-R\$ 12,57	R\$ 41,86	-R\$ 0,00	R\$ 41,86
21	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	70	R\$ 160,37	R\$ 0,00	R\$ 160,37	-R\$ 10,01	R\$ 150,36	-R\$ 0,00	R\$ 150,36
22	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	71	R\$ 154,74	R\$ -	R\$ 154,74	-R\$ 7,94	R\$ 146,80	-R\$ 0,00	R\$ 146,80
23	R\$ 4,16	-R\$ 0,43	R\$ 3,72	-R\$ 0,02	R\$ 3,71	R\$ 0,00	R\$ 3,71	72	R\$ 32,69	R\$ 0,00	R\$ 32,69	-R\$ 6,18	R\$ 26,51	R\$ 0,00	R\$ 26,51
24	R\$ 9,60	R\$ -	R\$ 9,60	-R\$ 0,04	R\$ 9,55	-R\$ 0,00	R\$ 9,55	73	R\$ 166,77	-R\$ 0,00	R\$ 166,77	-R\$ 5,62	R\$ 161,15	R\$ 0,00	R\$ 161,15
25	R\$ 5,29	-R\$ 0,00	R\$ 5,29	-R\$ 0,11	R\$ 5,17	R\$ -	R\$ 5,17	74	R\$ 38,39	R\$ 0,00	R\$ 38,39	-R\$ 4,15	R\$ 34,24	-R\$ 0,00	R\$ 34,24
26	R\$ 15,42	R\$ -	R\$ 15,42	-R\$ 0,23	R\$ 15,19	R\$ -	R\$ 15,19	75	R\$ 17,54	-R\$ 0,00	R\$ 17,54	-R\$ 2,65	R\$ 14,89	-R\$ 0,00	R\$ 14,89
27	R\$ 13,57	-R\$ 4,02	R\$ 9,55	-R\$ 0,47	R\$ 9,08	R\$ -	R\$ 9,08	76	R\$ 134,99	R\$ -	R\$ 134,99	-R\$ 1,66	R\$ 133,33	-R\$ 0,00	R\$ 133,33
28	R\$ 17,60	R\$ -	R\$ 17,60	-R\$ 0,85	R\$ 16,76	R\$ 0,00	R\$ 16,76	77	R\$ 20,99	-R\$ 0,00	R\$ 20,99	-R\$ 1,10	R\$ 19,89	R\$ 0,00	R\$ 19,89
29	R\$ 15,23	-R\$ 3,89	R\$ 11,34	-R\$ 1,40	R\$ 9,94	R\$ -	R\$ 9,94	78	R\$ 35,12	R\$ -	R\$ 35,12	-R\$ 0,71	R\$ 34,41	-R\$ 0,00	R\$ 34,41
30	R\$ 43,99	-R\$ 6,19	R\$ 37,80	-R\$ 2,14	R\$ 35,66	-R\$ 0,00	R\$ 35,66	79	R\$ 21,77	R\$ -	R\$ 21,77	-R\$ 0,44	R\$ 21,33	-R\$ 0,00	R\$ 21,33
31	R\$ 42,63	-R\$ 0,36	R\$ 42,28	-R\$ 3,24	R\$ 39,04	-R\$ 0,00	R\$ 39,04	80	R\$ 23,05	-R\$ 0,00	R\$ 23,05	-R\$ 0,23	R\$ 22,81	R\$ 0,00	R\$ 22,81
32	R\$ 56,54	-R\$ 1,76	R\$ 54,78	-R\$ 4,96	R\$ 49,83	-R\$ 0,00	R\$ 49,83	81	R\$ 22,72	-R\$ 0,00	R\$ 22,72	-R\$ 0,09	R\$ 22,63	R\$ 0,00	R\$ 22,63
33	R\$ 45,16	-R\$ 11,17	R\$ 33,99	-R\$ 7,65	R\$ 26,35	R\$ 0,00	R\$ 26,35	82	R\$ 40,78	-R\$ 0,00	R\$ 40,78	-R\$ 0,02	R\$ 40,76	R\$ 0,00	R\$ 40,76
34	R\$ 158,87	-R\$ 0,00	R\$ 158,87	-R\$ 10,37	R\$ 148,50	-R\$ 0,00	R\$ 148,50	83	R\$ 31,57	R\$ 0,00	R\$ 31,57	-R\$ 0,00	R\$ 31,56	R\$ 0,00	R\$ 31,56
35	R\$ 39,64	-R\$ 1,20	R\$ 38,44	-R\$ 13,47	R\$ 24,97	R\$ 0,00	R\$ 24,97	84	R\$ 25,59	-R\$ 0,00	R\$ 25,59	R\$ -	R\$ 25,59	R\$ 0,00	R\$ 25,59
36	R\$ 55,00	R\$ -	R\$ 55,00	-R\$ 16,26	R\$ 38,74	-R\$ 0,00	R\$ 38,74	85	R\$ 59,98	R\$ -	R\$ 59,98	R\$ -	R\$ 59,98	R\$ 0,00	R\$ 59,98
37	R\$ 38,00	-R\$ 7,34	R\$ 30,66	-R\$ 18,03	R\$ 12,62	R\$ 0,00	R\$ 12,62	86	R\$ 47,52	R\$ -	R\$ 47,52	R\$ -	R\$ 47,52	R\$ 0,00	R\$ 47,52
38	R\$ 51,91	R\$ -	R\$ 51,91	-R\$ 21,47	R\$ 30,44	-R\$ 0,00	R\$ 30,44	87	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
39	R\$ 37,64	R\$ -	R\$ 37,64	-R\$ 25,02	R\$ 12,62	-R\$ 0,00	R\$ 12,62	88	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
40	R\$ 67,18	-R\$ 3,14	R\$ 64,04	-R\$ 28,46	R\$ 35,58	R\$ -	R\$ 35,58	89	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
41	R\$ 42,86	-R\$ 2,95	R\$ 39,91	-R\$ 26,51	R\$ 13,40	R\$ -	R\$ 13,40	90	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
42	R\$ 44,02	-R\$ 3,83	R\$ 40,19	-R\$ 28,79	R\$ 11,40	R\$ -	R\$ 11,40	91	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
43	R\$ 46,62	-R\$ 3,58	R\$ 43,04	-R\$ 31,05	R\$ 11,98	R\$ -	R\$ 11,98	92	R\$ 4,05	R\$ 0,00	R\$ 4,05	-R\$ -	-R\$ 4,05	-R\$ 0,00	R\$ 4,05
44	R\$ 75,67	R\$ 0,00	R\$ 75,67	-R\$ 32,63	R\$ 43,04	-R\$ 0,00	R\$ 43,04	93	R\$ 10,01	-R\$ 0,00	R\$ 10,01	R\$ -	R\$ 10,01	-R\$ 0,00	R\$ 10,01
45	R\$ 43,99	-R\$ 3,63	R\$ 40,36	-R\$ 29,09	R\$ 11,27	R\$ -	R\$ 11,27	94	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
46	R\$ 60,47	-R\$ 5,04	R\$ 55,43	-R\$ 30,27	R\$ 25,16	-R\$ 0,00	R\$ 25,16	95	R\$ 8,19	-R\$ 0,00	R\$ 8,19	-R\$ -	R\$ 8,19	R\$ 0,00	R\$ 8,19
47	R\$ 136,28	R\$ -	R\$ 136,28	-R\$ 31,17	R\$ 105,11	-R\$ 0,00	R\$ 105,11	96	R\$ 6,84	R\$ -	R\$ 6,84	-R\$ -	R\$ 6,84	-R\$ 0,00	R\$ 6,84
48	R\$ 149,59	R\$ 0,00	R\$ 149,59	-R\$ 32,10	R\$ 117,49	-R\$ 0,00	R\$ 117,49	97	R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -	-R\$ -
49	R\$ 132,11	-R\$ 0,00	R\$ 132,11	-R\$ 30,27	R\$ 101,84	-R\$ 0,00	R\$ 101,84		<b>R\$ 4.320,87</b>	<b>-R\$ 61,35</b>	<b>R\$ 4.259,52</b>	<b>-R\$ 990,39</b>	<b>R\$ 3.269,13</b>	<b>-R\$ 0,00</b>	<b>R\$ 3.269,13</b>

## ANEXO J – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 4 (CENÁRIO 2)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12203597**

**Password: IFknLOBm**

Figura 63 – Resultados do Caso 4 (Cenário 2).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento	VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento	
1	15,30	R\$ 26,66	R\$ -	R\$ -	R\$ 26,66	R\$ 26,66	51	5,29	R\$ 12,85	R\$ -	R\$ -	R\$ 12,85	R\$ 12,85	
2	25,59	R\$ 36,01	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,01	R\$ 36,01	52	14,12	R\$ 12,62	R\$ 14,63	R\$ 0,74	R\$ -	R\$ 2,01	R\$ 27,25
3	45,88	R\$ 66,01	R\$ 10,42	R\$ 0,63	R\$ 55,59	R\$ 76,42	53	34,67	R\$ 65,38	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 65,38	R\$ 65,38
4	23,63	R\$ 32,62	R\$ 0,76	R\$ 0,68	R\$ 31,86	R\$ 33,38	54	34,67	R\$ 57,00	R\$ 2,92	R\$ 1,20	R\$ -	R\$ 54,08	R\$ 59,92
5	19,73	R\$ 34,83	R\$ -	R\$ -	R\$ 34,83	R\$ 34,83	55	3,40	R\$ 6,20	R\$ 6,06	R\$ 2,20	R\$ -	R\$ 0,14	R\$ 12,26
6	18,02	R\$ 39,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 39,89	R\$ 39,89	56	48,53	R\$ 75,71	R\$ 6,72	R\$ 0,63	R\$ -	R\$ 68,99	R\$ 82,44
7	33,00	R\$ 66,05	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,05	R\$ 66,05	57	19,25	R\$ 32,27	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,27	R\$ 32,27
8	34,41	R\$ 50,22	R\$ 9,22	R\$ 0,66	R\$ 41,00	R\$ 59,45	58	3,88	R\$ 4,76	R\$ 0,52	R\$ 0,48	R\$ -	R\$ 4,24	R\$ 5,28
9	24,75	R\$ 49,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,54	R\$ 49,54	59	40,59	R\$ 68,65	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 68,65	R\$ 68,65
10	19,04	R\$ 36,45	R\$ 0,01	R\$ 2,47	R\$ 36,44	R\$ 36,45	60	48,53	R\$ 72,90	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,90	R\$ 72,90
11	50,29	R\$ 85,91	R\$ -	R\$ -	R\$ 85,91	R\$ 85,91	61	12,44	R\$ 16,37	R\$ 7,88	R\$ 0,65	R\$ -	R\$ 8,49	R\$ 24,25
12	24,75	R\$ 51,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 51,30	R\$ 51,30	62	26,47	R\$ 36,72	R\$ 15,54	R\$ 0,67	R\$ -	R\$ 21,18	R\$ 52,27
13	31,76	R\$ 45,88	R\$ 9,17	R\$ 0,67	R\$ 36,72	R\$ 55,05	63	7,06	R\$ 2,87	R\$ 16,92	R\$ 0,79	R\$ -	R\$ 14,05	R\$ 19,80
14	17,41	R\$ 24,07	R\$ -	R\$ -	R\$ 24,07	R\$ 24,07	64	4,41	R\$ 7,47	R\$ 3,74	R\$ 0,97	R\$ -	R\$ 3,73	R\$ 11,21
15	24,57	R\$ 54,35	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,35	R\$ 54,35	65	41,47	R\$ 71,31	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 71,31	R\$ 71,31
16	12,58	R\$ 28,62	R\$ 0,00	R\$ 1,70	R\$ 28,61	R\$ 28,62	66	18,83	R\$ 28,37	R\$ 4,66	R\$ 0,63	R\$ -	R\$ 23,71	R\$ 33,03
17	21,76	R\$ 33,02	R\$ 4,49	R\$ 1,60	R\$ 28,52	R\$ 37,51	67	17,65	R\$ 25,69	R\$ 0,79	R\$ 0,79	R\$ -	R\$ 24,90	R\$ 26,48
18	49,41	R\$ 89,09	R\$ -	R\$ -	R\$ 89,09	R\$ 89,09	68	8,50	R\$ 9,85	R\$ 9,73	R\$ 1,85	R\$ -	R\$ 0,12	R\$ 19,59
19	46,76	R\$ 74,24	R\$ 5,23	R\$ 0,64	R\$ 69,01	R\$ 79,47	69	26,47	R\$ 33,97	R\$ 10,22	R\$ 0,69	R\$ -	R\$ 23,75	R\$ 44,19
20	39,71	R\$ 70,77	R\$ 3,64	R\$ 0,66	R\$ 67,13	R\$ 74,41	70	24,57	R\$ 46,90	R\$ 0,11	R\$ 1,28	R\$ -	R\$ 46,79	R\$ 47,01
21	19,38	R\$ 35,58	R\$ -	R\$ -	R\$ 35,58	R\$ 35,58	71	22,03	R\$ 33,03	R\$ 2,62	R\$ 0,62	R\$ -	R\$ 30,41	R\$ 35,64
22	13,86	R\$ 19,15	R\$ 1,20	R\$ 0,69	R\$ 17,94	R\$ 20,35	72	27,49	R\$ 66,51	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,51	R\$ 66,51
23	22,10	R\$ 30,98	R\$ 4,23	R\$ 1,60	R\$ 26,75	R\$ 35,22	73	40,59	R\$ 57,45	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 57,45	R\$ 57,45
24	35,29	R\$ 54,75	R\$ -	R\$ -	R\$ 54,75	R\$ 54,75	74	48,53	R\$ 78,32	R\$ 1,76	R\$ 0,64	R\$ -	R\$ 76,56	R\$ 80,09
25	22,94	R\$ 38,72	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,72	R\$ 38,72	75	22,03	R\$ 34,34	R\$ 1,55	R\$ 0,63	R\$ -	R\$ 32,79	R\$ 35,88
26	30,25	R\$ 44,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 44,89	R\$ 44,89	76	38,50	R\$ 72,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,03	R\$ 72,03
27	14,48	R\$ 12,92	R\$ 17,29	R\$ 1,33	R\$ 4,37	R\$ 30,21	77	6,18	R\$ 6,12	R\$ 11,31	R\$ 0,84	R\$ -	R\$ 5,19	R\$ 17,43
28	14,40	R\$ 27,79	R\$ -	R\$ -	R\$ 27,79	R\$ 27,79	78	22,00	R\$ 52,67	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 52,67	R\$ 52,67
29	49,41	R\$ 76,86	R\$ 0,06	R\$ 0,65	R\$ 76,80	R\$ 76,92	79	20,65	R\$ 32,63	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 32,63	R\$ 32,63
30	40,59	R\$ 66,65	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,65	R\$ 66,65	80	28,47	R\$ 41,16	R\$ 2,45	R\$ 0,32	R\$ -	R\$ 38,70	R\$ 43,61
31	20,06	R\$ 31,81	R\$ 1,49	R\$ 1,64	R\$ 30,32	R\$ 33,30	81	34,67	R\$ 51,90	R\$ 7,67	R\$ 1,18	R\$ -	R\$ 44,23	R\$ 59,56
32	25,45	R\$ 55,46	R\$ 2,61	R\$ 1,27	R\$ 52,85	R\$ 58,06	82	36,25	R\$ 61,50	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 61,50	R\$ 61,50
33	30,88	R\$ 53,49	R\$ 3,39	R\$ 0,70	R\$ 50,11	R\$ 56,88	83	3,88	R\$ 5,09	R\$ 0,25	R\$ 0,49	R\$ -	R\$ 4,85	R\$ 5,34
34	23,09	R\$ 49,99	R\$ -	R\$ -	R\$ 49,99	R\$ 49,99	84	13,24	R\$ 13,46	R\$ 7,54	R\$ 0,79	R\$ -	R\$ 5,92	R\$ 21,01
35	14,04	R\$ 24,96	R\$ -	R\$ -	R\$ 24,96	R\$ 24,96	85	13,24	R\$ 17,39	R\$ 6,69	R\$ 0,79	R\$ -	R\$ 10,70	R\$ 24,08
36	22,64	R\$ 33,47	R\$ 5,27	R\$ 4,01	R\$ 28,20	R\$ 38,73	86	48,53	R\$ 78,18	R\$ 1,76	R\$ 0,64	R\$ -	R\$ 76,42	R\$ 79,94
37	26,33	R\$ 44,04	R\$ -	R\$ -	R\$ 44,04	R\$ 44,04	87	38,50	R\$ 72,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 72,03	R\$ 72,03
38	17,55	R\$ 36,53	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,53	R\$ 36,53	88	31,20	R\$ 55,71	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 55,71	R\$ 55,71
39	31,76	R\$ 47,11	R\$ -	R\$ -	R\$ 47,11	R\$ 47,11	89	10,35	R\$ 14,73	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 14,73	R\$ 14,73
40	30,25	R\$ 61,42	R\$ -	R\$ -	R\$ 61,42	R\$ 61,42	90	34,67	R\$ 53,14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 53,14	R\$ 53,14
41	18,50	R\$ 38,12	R\$ -	R\$ -	R\$ 38,12	R\$ 38,12	91	13,24	R\$ 11,17	R\$ 14,78	R\$ 0,75	R\$ -	R\$ 3,61	R\$ 25,95
42	17,76	R\$ 40,58	R\$ -	R\$ -	R\$ 40,58	R\$ 40,58	92	48,53	R\$ 77,67	R\$ 1,76	R\$ 0,64	R\$ -	R\$ 75,91	R\$ 79,44
43	29,12	R\$ 50,15	R\$ -	R\$ -	R\$ 50,15	R\$ 50,15	93	8,41	R\$ 12,64	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 12,64	R\$ 12,64
44	16,32	R\$ 30,80	R\$ -	R\$ -	R\$ 30,80	R\$ 30,80	94	11,47	R\$ 15,31	R\$ 4,17	R\$ 0,83	R\$ -	R\$ 11,14	R\$ 19,48
45	44,35	R\$ 78,03	R\$ -	R\$ -	R\$ 78,03	R\$ 78,03	95	8,41	R\$ 10,68	R\$ 2,01	R\$ 0,44	R\$ -	R\$ 8,67	R\$ 12,69
46	22,10	R\$ 38,25	R\$ 6,17	R\$ 1,59	R\$ 32,08	R\$ 44,42	96	4,50	R\$ 10,52	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10,52	R\$ 10,52
47	60,00	R\$ 126,39	R\$ -	R\$ -	R\$ 126,39	R\$ 126,39	97	9,71	R\$ 22,35	R\$ 0,00	R\$ 0,90	R\$ -	R\$ 22,35	R\$ 22,36
48	20,06	R\$ 41,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 41,31	R\$ 41,31	98	13,94	R\$ 21,08	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 21,08	R\$ 21,08
49	26,33	R\$ 36,29	R\$ 3,62	R\$ 1,26	R\$ 32,67	R\$ 39,91	99	9,85	R\$ 12,45	R\$ 6,87	R\$ 0,75	R\$ -	R\$ 5,58	R\$ 19,32
50	25,45	R\$ 41,24	R\$ -	R\$ -	R\$ 41,24	R\$ 41,24	##	33,66	R\$ 52,99	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 52,99	R\$ 52,99
51	5,29	R\$ 12,85	R\$ -	R\$ -	R\$ 12,85	R\$ 12,85		<b>2506,61 kWl</b>	<b>R\$ 4.195,39</b>	<b>R\$ 261,90</b>		<b>R\$ 3.933,49</b>	<b>R\$ 4.457,29</b>	



Figura 64 – Custo da energia, Caso 4 - Cenário 2.

Periodo	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Compra	Venda	Custo total rede	Periodo	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	50	R\$ 27,47	-R\$ 7,52	R\$ 19,95	R\$ 19,95	R\$ -	R\$ 19,95
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	51	R\$ 155,32	-R\$ 0,00	R\$ 155,32	R\$ 155,32	R\$ -	R\$ 155,32
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	52	R\$ 26,57	-R\$ 8,54	R\$ 18,03	R\$ 18,03	R\$ -	R\$ 18,03
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	53	R\$ 80,80	-R\$ 1,83	R\$ 78,97	R\$ 78,97	R\$ -	R\$ 78,97
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	54	R\$ 33,10	-R\$ 10,37	R\$ 22,73	R\$ 22,73	R\$ -	R\$ 22,73
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	55	R\$ 173,70	-R\$ 0,00	R\$ 173,70	R\$ 173,70	-R\$ 0,00	R\$ 173,70
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	56	R\$ 139,51	R\$ 0,00	R\$ 139,51	R\$ 139,51	-R\$ 0,00	R\$ 139,51
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	57	R\$ 158,18	-R\$ 0,00	R\$ 158,18	R\$ 158,18	R\$ -	R\$ 158,18
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	58	R\$ 28,57	-R\$ 4,95	R\$ 23,61	R\$ 23,61	R\$ -	R\$ 23,61
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	59	R\$ 133,41	-R\$ 0,00	R\$ 133,41	R\$ 133,41	-R\$ 0,00	R\$ 133,41
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	60	R\$ 36,80	-R\$ 5,22	R\$ 31,58	R\$ 31,58	R\$ -	R\$ 31,58
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	61	R\$ 156,90	-R\$ 0,00	R\$ 156,90	R\$ 156,90	R\$ -	R\$ 156,90
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	62	R\$ 157,02	-R\$ 0,00	R\$ 157,02	R\$ 157,02	-R\$ 0,00	R\$ 157,02
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	63	R\$ 152,29	-R\$ 0,00	R\$ 152,29	R\$ 152,29	-R\$ 0,00	R\$ 152,29
15	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	64	R\$ 147,68	R\$ 0,00	R\$ 147,68	R\$ 147,68	-R\$ 0,00	R\$ 147,68
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	65	R\$ 160,85	R\$ 0,00	R\$ 160,85	R\$ 160,85	-R\$ 0,00	R\$ 160,85
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	66	R\$ 156,66	-R\$ 0,21	R\$ 156,45	R\$ 156,45	-R\$ 0,00	R\$ 156,45
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	67	R\$ 156,28	R\$ 0,00	R\$ 156,28	R\$ 156,28	-R\$ 0,00	R\$ 156,28
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	68	R\$ 143,33	R\$ 0,00	R\$ 143,33	R\$ 143,33	-R\$ 0,00	R\$ 143,33
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	69	R\$ 34,82	-R\$ 1,44	R\$ 33,38	R\$ 33,38	R\$ -	R\$ 33,38
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	70	R\$ 33,33	-R\$ 0,00	R\$ 33,33	R\$ 33,33	R\$ -	R\$ 33,33
22	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	71	R\$ 35,99	-R\$ 2,61	R\$ 33,38	R\$ 33,38	R\$ -	R\$ 33,38
23	R\$ 4,16	-R\$ 4,16	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	72	R\$ 165,75	R\$ 0,00	R\$ 165,75	R\$ 165,75	R\$ 0,00	R\$ 165,75
24	R\$ 4,16	-R\$ 1,89	R\$ 2,27	R\$ 2,27	R\$ -	R\$ 2,27	73	R\$ 162,83	-R\$ 0,00	R\$ 162,83	R\$ 162,83	R\$ 0,00	R\$ 162,83
25	R\$ 17,78	R\$ -	R\$ 17,78	R\$ 17,78	R\$ -	R\$ 17,78	74	R\$ 29,73	-R\$ 0,00	R\$ 29,73	R\$ 29,73	R\$ -	R\$ 29,73
26	R\$ 10,57	-R\$ 10,57	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	75	R\$ 29,14	R\$ -	R\$ 29,14	R\$ 29,14	R\$ -	R\$ 29,14
27	R\$ 8,84	-R\$ 8,84	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	76	R\$ 29,11	R\$ 0,00	R\$ 29,11	R\$ 29,11	R\$ -	R\$ 29,11
28	R\$ 15,86	-R\$ 15,86	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	77	R\$ 27,56	R\$ 0,00	R\$ 27,56	R\$ 27,56	R\$ -	R\$ 27,56
29	R\$ 25,68	-R\$ 25,68	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	78	R\$ 26,12	-R\$ 0,00	R\$ 26,12	R\$ 26,12	R\$ -	R\$ 26,12
30	R\$ 43,05	-R\$ 5,22	R\$ 37,83	R\$ 37,83	R\$ -	R\$ 37,83	79	R\$ 26,15	-R\$ 0,00	R\$ 26,15	R\$ 26,15	R\$ -	R\$ 26,15
31	R\$ 56,80	-R\$ 17,40	R\$ 39,40	R\$ 39,40	R\$ -	R\$ 39,40	80	R\$ 26,13	-R\$ 0,00	R\$ 26,13	R\$ 26,13	R\$ -	R\$ 26,13
32	R\$ 66,04	-R\$ 32,68	R\$ 33,36	R\$ 33,36	R\$ -	R\$ 33,36	81	R\$ 50,45	-R\$ 0,01	R\$ 50,44	R\$ 50,44	R\$ -	R\$ 50,44
33	R\$ 60,94	-R\$ 50,16	R\$ 10,77	R\$ 10,77	R\$ -	R\$ 10,77	82	R\$ 28,96	-R\$ 0,00	R\$ 28,96	R\$ 28,96	R\$ -	R\$ 28,96
34	R\$ 53,00	-R\$ 53,00	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	83	R\$ 94,22	-R\$ 0,00	R\$ 94,22	R\$ 94,22	R\$ -	R\$ 94,22
35	R\$ 84,63	-R\$ 68,17	R\$ 16,46	R\$ 16,46	R\$ -	R\$ 16,46	84	R\$ 27,68	R\$ -	R\$ 27,68	R\$ 27,68	R\$ -	R\$ 27,68
36	R\$ 70,70	-R\$ 51,97	R\$ 18,73	R\$ 18,73	R\$ -	R\$ 18,73	85	R\$ 62,95	-R\$ 0,00	R\$ 62,95	R\$ 62,95	R\$ -	R\$ 62,95
37	R\$ 206,16	-R\$ 0,00	R\$ 206,16	R\$ 206,16	R\$ 0,00	R\$ 206,16	86	R\$ 50,81	-R\$ 0,00	R\$ 50,81	R\$ 50,81	R\$ -	R\$ 50,81
38	R\$ 34,76	-R\$ 34,76	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	87	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
39	R\$ 51,06	-R\$ 17,62	R\$ 33,44	R\$ 33,44	R\$ -	R\$ 33,44	88	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -
40	R\$ 47,81	-R\$ 23,97	R\$ 23,84	R\$ 23,84	R\$ -	R\$ 23,84	89	R\$ 19,64	R\$ 0,00	R\$ 19,64	R\$ 19,64	R\$ -	R\$ 19,64
41	R\$ 30,17	-R\$ 30,17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	90	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
42	R\$ 50,54	-R\$ 14,69	R\$ 35,86	R\$ 35,86	R\$ -	R\$ 35,86	91	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
43	R\$ 39,83	-R\$ 22,39	R\$ 17,44	R\$ 17,44	R\$ -	R\$ 17,44	92	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
44	R\$ 38,02	-R\$ 26,09	R\$ 11,93	R\$ 11,93	R\$ -	R\$ 11,93	93	R\$ 12,16	R\$ -	R\$ 12,16	R\$ 12,16	R\$ -	R\$ 12,16
45	R\$ 26,24	-R\$ 26,24	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	94	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
46	R\$ 57,77	-R\$ 16,91	R\$ 40,86	R\$ 40,86	R\$ -	R\$ 40,86	95	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
47	R\$ 142,75	R\$ 0,00	R\$ 142,75	R\$ 142,75	-R\$ 0,00	R\$ 142,75	96	R\$ 17,58	R\$ -	R\$ 17,58	R\$ 17,58	R\$ -	R\$ 17,58
48	R\$ 175,63	-R\$ 0,00	R\$ 175,63	R\$ 175,63	R\$ -	R\$ 175,63	97	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
49	R\$ 158,01	-R\$ 0,00	R\$ 158,01	R\$ 158,01	R\$ 0,00	R\$ 158,01		<b>R\$ 4.796,51</b>	<b>-R\$ 601,12</b>	<b>R\$ 4.195,39</b>	<b>R\$ 4.195,39</b>	<b>-R\$ 0,00</b>	<b>R\$ 4.195,39</b>

## ANEXO K – RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO DO CASO 5 (CENÁRIO 2)

O acesso aos resultados da otimização se dá por meio da página do NEOS Server na internet (<https://neos-server.org/neos/admin.html>), onde o usuário deve selecionar a opção “View job results” e entrar com os dados de identificação do trabalho e sua respectiva senha:

**Job: 12192625**

**Password: pHViMjUD**

Figura 65 – Resultados do Caso 5 (Cenário 2).

VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento	VE	Energia VE	Custo VE	Custo DEG	Custo kWh DEG	Custo VE proprietário	Custo estacionamento
1	15,30	RS 26,66	RS -	RS -	RS 26,66	RS 26,66	51	34,67	RS 67,74	RS 3,28	RS 1,19	RS 64,46	RS 71,02
2	25,59	RS 35,42	RS 0,89	RS 0,73	RS 34,53	RS 36,30	52	34,67	RS 65,29	RS 3,28	RS 1,19	RS 62,01	RS 68,57
3	45,88	RS 74,59	RS 8,69	RS 0,63	RS 65,89	RS 83,28	53	3,40	RS 5,52	RS 10,27	RS 2,12	-RS 4,74	RS 15,79
4	23,63	RS 32,89	RS 0,61	RS 0,68	RS 32,28	RS 33,49	54	48,53	RS 80,12	RS 12,50	RS 0,62	RS 67,62	RS 92,62
5	19,73	RS 34,23	RS -	RS -	RS 34,23	RS 34,23	55	19,25	RS 32,27	RS -	RS -	RS 32,27	RS 32,27
6	18,02	RS 36,78	RS 19,34	RS 1,58	RS 17,44	RS 56,12	56	3,88	RS 6,50	RS 6,90	RS 0,39	-RS 0,40	RS 13,41
7	33,00	RS 66,05	RS -	RS -	RS 66,05	RS 66,05	57	40,59	RS 67,44	RS 1,83	RS 0,66	RS 65,61	RS 69,27
8	34,41	RS 55,14	RS 14,53	RS 0,65	RS 40,61	RS 69,67	58	48,53	RS 70,72	RS 0,63	RS 0,64	RS 70,10	RS 71,35
9	24,75	RS 49,54	RS -	RS -	RS 49,54	RS 49,54	59	12,44	RS 20,62	RS 16,93	RS 0,61	RS 3,69	RS 37,55
10	19,04	RS 37,21	RS 29,68	RS 1,52	RS 7,53	RS 66,88	60	26,47	RS 46,33	RS 23,16	RS 0,65	RS 23,17	RS 69,49
11	50,29	RS 85,62	RS 1,25	RS 0,64	RS 84,37	RS 86,86	61	7,06	-RS 2,58	RS 41,57	RS 0,69	-RS 44,15	RS 38,98
12	24,75	RS 51,30	RS -	RS -	RS 51,30	RS 51,30	62	4,41	RS 10,82	RS 21,88	RS 0,80	-RS 11,06	RS 32,71
13	31,76	RS 44,03	RS 13,55	RS 0,66	RS 30,49	RS 57,58	63	41,47	RS 80,45	RS -	RS -	RS 80,45	RS 80,45
14	17,41	RS 23,98	RS -	RS -	RS 23,98	RS 23,98	64	18,83	RS 31,65	RS 5,71	RS 0,62	RS 25,94	RS 37,36
15	24,57	RS 55,39	RS -	RS -	RS 55,39	RS 55,39	65	17,65	RS 19,16	RS 16,37	RS 0,71	RS 2,79	RS 35,52
16	12,58	RS 26,89	RS 2,10	RS 1,80	RS 24,79	RS 28,99	66	8,50	RS 8,97	RS 31,98	RS 1,68	-RS 23,01	RS 40,95
17	21,76	RS 35,74	RS 13,24	RS 1,56	RS 22,50	RS 48,98	67	26,47	RS 41,16	RS 25,86	RS 0,65	RS 15,30	RS 67,02
18	49,41	RS 98,61	RS 1,81	RS 0,64	RS 96,79	RS 100,42	68	24,57	RS 48,54	RS 0,23	RS 1,29	RS 48,31	RS 48,77
19	46,76	RS 76,53	RS 6,96	RS 0,63	RS 69,57	RS 83,49	69	22,03	RS 37,87	RS 5,74	RS 0,61	RS 32,13	RS 43,61
20	39,71	RS 70,92	RS 9,85	RS 0,65	RS 61,07	RS 80,76	70	27,49	RS 66,51	RS -	RS -	RS 66,51	RS 66,51
21	19,38	RS 37,89	RS 4,29	RS 1,64	RS 33,59	RS 42,18	71	40,59	RS 57,29	RS -	RS -	RS 57,29	RS 57,29
22	13,86	RS 19,26	RS 0,10	RS 0,70	RS 19,15	RS 19,36	72	48,53	RS 80,92	RS 14,41	RS 0,61	RS 66,51	RS 95,34
23	22,10	RS 35,67	RS 20,80	RS 1,52	RS 14,86	RS 56,47	73	22,03	RS 34,53	RS 2,62	RS 0,62	RS 31,91	RS 37,15
24	35,29	RS 53,90	RS -	RS -	RS 53,90	RS 53,90	74	38,50	RS 72,03	RS -	RS -	RS 72,03	RS 72,03
25	22,94	RS 39,88	RS 0,06	RS 0,14	RS 39,82	RS 39,95	75	6,18	RS 7,62	RS 7,28	RS 0,88	RS 0,34	RS 14,90
26	30,25	RS 44,89	RS -	RS -	RS 44,89	RS 44,89	76	22,00	RS 52,67	RS -	RS -	RS 52,67	RS 52,67
27	14,48	RS 13,36	RS 26,38	RS 1,28	-RS 13,02	RS 39,74	77	20,65	RS 31,89	RS 0,13	RS 0,14	RS 31,76	RS 32,02
28	14,40	RS 27,79	RS -	RS -	RS 27,79	RS 27,79	78	28,47	RS 47,77	RS 1,48	RS 0,33	RS 46,29	RS 49,24
29	49,41	RS 76,46	RS 3,55	RS 0,63	RS 72,91	RS 80,00	79	34,67	RS 58,51	RS 17,10	RS 1,15	RS 41,41	RS 75,61
30	40,59	RS 68,39	RS -	RS -	RS 68,39	RS 68,39	80	36,25	RS 61,15	RS 0,08	RS 0,12	RS 61,07	RS 61,23
31	20,06	RS 36,91	RS 22,41	RS 1,54	RS 14,50	RS 59,32	81	3,88	RS 2,02	RS 8,75	RS 0,38	-RS 6,73	RS 10,77
32	25,45	RS 49,31	RS 15,91	RS 1,22	RS 33,40	RS 65,22	82	13,24	RS 6,94	RS 23,03	RS 0,71	-RS 16,09	RS 29,97
33	30,88	RS 57,00	RS 14,87	RS 0,66	RS 42,13	RS 71,88	83	13,24	RS 13,89	RS 33,97	RS 0,68	-RS 20,09	RS 47,86
34	23,09	RS 50,31	RS 0,88	RS 0,62	RS 49,43	RS 51,19	84	48,53	RS 82,13	RS 3,50	RS 0,64	RS 78,63	RS 85,64
35	14,04	RS 20,34	RS 34,21	RS 1,26	-RS 13,87	RS 54,55	85	38,50	RS 72,03	RS -	RS -	RS 72,03	RS 72,03
36	22,64	RS 35,30	RS 72,51	RS 3,73	-RS 37,21	RS 107,81	86	31,20	RS 55,33	RS -	RS -	RS 55,33	RS 55,33
37	26,33	RS 45,15	RS -	RS -	RS 45,15	RS 45,15	87	10,35	RS 15,28	RS 4,69	RS 0,37	RS 10,59	RS 19,97
38	17,55	RS 35,48	RS 0,49	RS 1,38	RS 34,98	RS 35,97	88	34,67	RS 51,74	RS -	RS -	RS 51,74	RS 51,74
39	31,76	RS 45,89	RS 9,72	RS 0,67	RS 36,17	RS 55,62	89	13,24	RS 15,50	RS 32,64	RS 0,68	-RS 17,13	RS 48,14
40	30,25	RS 61,42	RS -	RS -	RS 61,42	RS 61,42	90	48,53	RS 79,85	RS 11,92	RS 0,62	RS 67,93	RS 91,78
41	18,50	RS 38,12	RS -	RS -	RS 38,12	RS 38,12	91	8,41	RS 13,00	RS 7,65	RS 0,36	RS 5,35	RS 20,65
42	17,76	RS 38,37	RS 3,37	RS 0,64	RS 35,00	RS 41,73	92	11,47	RS 12,90	RS 24,33	RS 0,72	-RS 11,42	RS 37,23
43	29,12	RS 51,27	RS 4,64	RS 0,70	RS 46,63	RS 55,90	93	8,41	RS 8,45	RS 7,73	RS 0,40	RS 0,73	RS 16,18
44	16,32	RS 26,09	RS 37,51	RS 1,53	-RS 11,41	RS 63,60	94	4,50	RS 10,51	RS -	RS -	RS 10,51	RS 10,51
45	44,35	RS 86,66	RS 1,24	RS 0,33	RS 85,42	RS 87,90	95	9,71	RS 18,39	RS 10,61	RS 0,80	RS 7,78	RS 29,01
46	22,10	RS 39,84	RS 28,63	RS 1,50	RS 11,20	RS 68,47	96	13,94	RS 21,61	RS 9,08	RS 1,71	RS 12,53	RS 30,69
47	60,00	RS 127,57	RS -	RS -	RS 127,57	RS 127,57	97	9,85	RS 12,76	RS 18,47	RS 0,69	-RS 5,71	RS 31,23
48	20,06	RS 41,46	RS 3,27	RS 0,34	RS 38,19	RS 44,73	98	33,66	RS 53,32	RS 7,07	RS 1,46	RS 46,25	RS 60,40
49	26,33	RS 36,71	RS 1,48	RS 1,27	RS 35,22	RS 38,19	99	9,85	RS 13,68	RS -	RS -	RS 13,68	RS 13,68
50	25,45	RS 40,10	RS 2,61	RS 1,27	RS 37,49	RS 42,70	100	33,66	RS 48,71	RS -	RS -	RS 48,71	RS 48,71
								<b>2506,61</b>	<b>RS 4.279,73</b>	<b>RS 932,85</b>		<b>RS 1.966,85</b>	<b>RS 2.829,67</b>

Figura 66 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 2 (continua).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAB	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
1	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
2	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
3	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
4	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
5	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
6	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -
7	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00
8	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00
9	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -
13	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
15	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
16	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
17	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
19	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
20	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
21	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -
22	R\$ 4,16	-R\$ 6,96	-R\$ 2,80	R\$ 2,80	R\$ -	R\$ 2,80	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
23	R\$ -	-R\$ 6,96	R\$ 6,96	R\$ 6,97	R\$ 0,00	R\$ 6,97	-R\$ 0,02	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
24	R\$ 12,47	-R\$ 5,00	R\$ 7,48	R\$ 0,00	-R\$ 7,43	-R\$ 7,43	-R\$ 0,04	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00
25	R\$ 11,56	-R\$ 11,45	R\$ 0,11	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,11	R\$ -	R\$ -	R\$ -
26	R\$ 19,65	-R\$ 19,42	R\$ 0,23	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,23	R\$ -	R\$ -	R\$ -
27	R\$ 26,71	-R\$ 26,24	R\$ 0,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -
28	R\$ 32,77	-R\$ 31,93	R\$ 0,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -
29	R\$ 46,79	-R\$ 45,39	R\$ 1,40	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 1,40	R\$ -	R\$ -	R\$ -
30	R\$ 56,84	-R\$ 54,71	R\$ 2,14	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2,14	R\$ -	R\$ -	R\$ -
31	R\$ 71,48	-R\$ 68,24	R\$ 3,24	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3,24	R\$ -	R\$ -	R\$ -
32	R\$ 188,48	R\$ -	R\$ 188,48	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 4,96	R\$ 183,52	R\$ -	R\$ 183,52
33	R\$ 88,14	-R\$ 40,12	R\$ 48,02	-R\$ 0,00	-R\$ 40,37	-R\$ 40,37	-R\$ 7,65	R\$ -	R\$ -	R\$ -
34	R\$ 69,02	-R\$ 58,65	R\$ 10,37	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 10,37	R\$ -	R\$ -	R\$ -
35	R\$ 94,30	-R\$ 69,92	R\$ 24,38	-R\$ 0,00	-R\$ 10,91	-R\$ 10,91	-R\$ 13,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -
36	R\$ 107,06	-R\$ 90,80	R\$ 16,26	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 16,26	R\$ -	R\$ -	R\$ -
37	R\$ 85,58	-R\$ 67,55	R\$ 18,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 18,03	R\$ -	R\$ -	R\$ -
38	R\$ 85,99	-R\$ 64,52	R\$ 21,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 21,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -
39	R\$ 92,12	-R\$ 67,09	R\$ 25,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 25,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -
40	R\$ 228,07	R\$ -	R\$ 228,07	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 28,46	R\$ 199,61	R\$ -	R\$ 199,61
41	R\$ 105,07	-R\$ 78,56	R\$ 26,51	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 26,51	R\$ -	R\$ -	R\$ -
42	R\$ 28,79	R\$ -	R\$ 28,79	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 28,79	R\$ -	R\$ -	R\$ -
43	R\$ 31,05	R\$ -	R\$ 31,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 31,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -
44	R\$ 57,09	-R\$ 24,45	R\$ 32,63	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 32,63	R\$ -	R\$ -	R\$ -
45	R\$ 76,56	-R\$ 49,15	R\$ 27,40	R\$ 1,68	-R\$ 0,00	R\$ 1,68	-R\$ 29,09	R\$ -	R\$ -	R\$ -
46	R\$ 183,72	-R\$ 0,00	R\$ 183,72	R\$ 27,45	-R\$ 0,00	R\$ 27,45	-R\$ 30,27	R\$ 180,90	R\$ -	R\$ 180,90
47	R\$ 183,58	-R\$ 0,00	R\$ 183,58	R\$ 25,33	-R\$ 0,00	R\$ 25,33	-R\$ 31,17	R\$ 177,74	R\$ -	R\$ 177,74
48	R\$ 199,50	-R\$ 0,00	R\$ 199,50	R\$ 8,50	R\$ -	R\$ 8,50	-R\$ 32,10	R\$ 175,90	R\$ -	R\$ 175,90
49	R\$ 139,41	-R\$ 0,00	R\$ 139,41	R\$ 25,35	R\$ 0,00	R\$ 25,35	-R\$ 30,27	R\$ 134,49	R\$ -	R\$ 134,49

Figura 67 – Custo da energia, Caso 5 - Cenário 2 (conclusão).

Período	Custo carga	Custo descarga	Custo total VEs	Custo carga SAB	Custo descarga SAR	Custo total SAB	Custo FV	Compra	Venda	Custo total rede
51	R\$ 93,61	-R\$ 0,00	R\$ 93,61	R\$ -	-R\$ 26,78	-R\$ 26,78	-R\$ 31,21	R\$ 35,62	R\$ -	R\$ 35,62
52	R\$ 174,47	-R\$ 0,00	R\$ 174,47	R\$ 24,07	R\$ -	R\$ 24,07	-R\$ 31,13	R\$ 167,40	R\$ -	R\$ 167,40
53	R\$ 93,98	-R\$ 62,08	R\$ 31,90	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 31,90	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
54	R\$ 186,48	-R\$ 0,00	R\$ 186,48	R\$ 19,29	R\$ -	R\$ 19,29	-R\$ 32,08	R\$ 173,70	R\$ -	R\$ 173,70
55	R\$ 90,13	-R\$ 34,36	R\$ 55,77	-R\$ 0,00	-R\$ 24,47	-R\$ 24,47	-R\$ 31,30	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00
56	R\$ 37,03	-R\$ 18,29	R\$ 18,74	R\$ 12,25	-R\$ 0,00	R\$ 12,25	-R\$ 30,98	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00
57	R\$ 83,58	-R\$ 7,44	R\$ 76,14	R\$ 6,03	-R\$ 0,00	R\$ 6,03	-R\$ 29,35	R\$ 52,81	R\$ -	R\$ 52,81
58	R\$ 35,67	-R\$ 1,07	R\$ 34,60	R\$ -	-R\$ 5,81	-R\$ 5,81	-R\$ 28,79	R\$ -	R\$ -	R\$ -
59	R\$ 98,61	-R\$ 8,70	R\$ 89,91	R\$ 0,73	R\$ 0,00	R\$ 0,73	-R\$ 27,81	R\$ 62,83	R\$ -	R\$ 62,83
60	R\$ 33,43	-R\$ 18,61	R\$ 14,82	R\$ 11,47	R\$ -	R\$ 11,47	-R\$ 26,30	R\$ -	R\$ -	R\$ -
61	R\$ 196,04	R\$ 0,00	R\$ 196,04	R\$ 17,94	R\$ -	R\$ 17,94	-R\$ 29,94	R\$ 184,05	R\$ -	R\$ 184,05
62	R\$ 70,64	-R\$ 42,36	R\$ 28,28	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 28,28	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,00
63	R\$ 77,74	-R\$ 31,32	R\$ 46,42	R\$ -	-R\$ 20,89	-R\$ 20,89	-R\$ 25,53	R\$ -	R\$ -	R\$ -
64	R\$ 100,05	-R\$ 54,88	R\$ 45,17	R\$ -	-R\$ 21,23	-R\$ 21,23	-R\$ 23,94	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00
65	R\$ 96,07	-R\$ 72,89	R\$ 23,18	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 23,18	R\$ -	R\$ -	R\$ -
66	R\$ 97,26	-R\$ 78,40	R\$ 18,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 18,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -
67	R\$ 88,04	-R\$ 71,69	R\$ 16,35	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 16,35	R\$ -	R\$ -	R\$ -
68	R\$ 201,54	R\$ 0,00	R\$ 201,54	R\$ 4,32	R\$ -	R\$ 4,32	-R\$ 13,77	R\$ 192,09	R\$ -	R\$ 192,09
69	R\$ 87,53	-R\$ 74,96	R\$ 12,57	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 12,57	R\$ -	R\$ -	R\$ -
70	R\$ 229,14	-R\$ 0,00	R\$ 229,14	R\$ 27,47	R\$ -	R\$ 27,47	-R\$ 10,01	R\$ 246,60	-R\$ 0,00	R\$ 246,60
71	R\$ 226,09	R\$ -	R\$ 226,09	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 7,94	R\$ 218,15	R\$ -	R\$ 218,15
72	R\$ 209,12	R\$ -	R\$ 209,12	-R\$ 0,00	-R\$ 18,26	-R\$ 18,26	-R\$ 6,18	R\$ 184,68	R\$ -	R\$ 184,68
73	R\$ 123,87	-R\$ 37,26	R\$ 86,61	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 5,62	R\$ 81,00	R\$ 0,00	R\$ 81,00
74	R\$ 148,83	R\$ -	R\$ 148,83	R\$ -	-R\$ 20,34	-R\$ 20,34	-R\$ 4,15	R\$ 124,35	R\$ 0,00	R\$ 124,35
75	R\$ 77,68	-R\$ 75,04	R\$ 2,65	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2,65	R\$ -	R\$ -	R\$ -
76	R\$ 77,55	-R\$ 75,88	R\$ 1,66	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 1,66	R\$ -	R\$ -	R\$ -
77	R\$ 44,00	-R\$ 102,45	-R\$ 58,46	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 1,10	R\$ -	-R\$ 59,56	-R\$ 59,56
78	R\$ 146,54	-R\$ 0,00	R\$ 146,54	R\$ 9,09	R\$ -	R\$ 9,09	-R\$ 0,71	R\$ 154,91	R\$ -	R\$ 154,91
79	R\$ 75,35	-R\$ 41,58	R\$ 33,77	-R\$ 0,00	-R\$ 33,33	-R\$ 33,33	-R\$ 0,44	R\$ -	R\$ 0,00	-R\$ 0,00
80	R\$ 45,74	-R\$ 34,69	R\$ 11,05	R\$ -	-R\$ 50,40	-R\$ 50,40	-R\$ 0,23	R\$ -	-R\$ 39,59	-R\$ 39,59
81	R\$ 53,62	-R\$ 53,53	R\$ 0,09	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ -	-R\$ 0,09	R\$ -	R\$ -	R\$ -
82	R\$ 51,70	-R\$ 51,68	R\$ 0,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,02	R\$ -	R\$ -	R\$ -
83	R\$ 56,14	-R\$ 56,14	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -
84	R\$ 51,99	-R\$ 51,99	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
85	R\$ 102,22	-R\$ 0,00	R\$ 102,22	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 102,22	R\$ -	R\$ 102,22
86	R\$ 84,05	R\$ 0,00	R\$ 84,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 84,05	R\$ -	R\$ 84,05
87	R\$ 12,12	-R\$ 12,12	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -
88	R\$ 66,10	R\$ -	R\$ 66,10	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 66,10	R\$ -	R\$ 66,10
89	R\$ 63,72	R\$ 0,00	R\$ 63,72	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 63,72	R\$ -	R\$ 63,72
90	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
91	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
92	R\$ 36,43	R\$ -	R\$ 36,43	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 36,43	R\$ -	R\$ 36,43
93	R\$ 30,99	-R\$ 0,00	R\$ 30,99	-R\$ 0,00	R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 30,99	R\$ -	R\$ 30,99
94	R\$ -	-R\$ 0,00	-R\$ 0,00	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
95	R\$ -	-R\$ 2,98	-R\$ 2,98	R\$ 2,98	R\$ -	R\$ 2,98	R\$ -	R\$ -	-R\$ 0,00	R\$ -
96	R\$ 17,89	R\$ -	R\$ 17,89	R\$ -	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 17,89	R\$ -	R\$ 17,89
97	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	<b>R\$ 6.357,48</b>	<b>-R\$ 2.077,74</b>	<b>R\$ 4.279,73</b>	<b>R\$ 233,71</b>	<b>-R\$ 290,47</b>	<b>-R\$ 56,76</b>	<b>-R\$ 990,39</b>	<b>R\$ 3.331,73</b>	<b>-R\$ 99,15</b>	<b>R\$ 3.232,58</b>