

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

**Marcio Burger Mansilha**

**GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO DE USINAS VIRTUAIS  
EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS BASEADA EM EVENTOS**

**TESE DE DOUTORADO**

**Santa Maria, RS, Brasil  
2020**



**Marcio Burger Mansilha**

**GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO DE USINAS VIRTUAIS  
EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS BASEADA EM EVENTOS**

Tese Apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Prof. Felix Alberto Farret, PhD.**

**Santa Maria, RS, Brasil  
2020**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Mansilha, Marcio Burger  
Gerenciamento da operação de usinas virtuais em sistemas elétricos com recursos energéticos distribuídos baseada em eventos / Marcio Burger Mansilha.- 2020.  
206 p.; 30 cm

Orientador: Felix Alberto Farret  
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Usina virtual (VPP) 2. Algoritmos de otimização 3. Despacho econômico 4. Viabilidade econômica 5. Geração distribuída I. Farret, Felix Alberto II. Título.

---

© 2020

Todos os direitos autorais reservados a Marcio Burger Mansilha. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: mbmansilha@gmail.com

---

**Marcio Burger Mansilha**

**GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO DE USINAS VIRTUAIS  
EM SISTEMAS ELÉTRICOS COM RECURSOS  
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS BASEADA EM EVENTOS**

Tese Apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 20 de fevereiro de 2020:**

---

**Prof. Felix Alberto Farret, PhD (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon (UFSM)**

---

**Prof. Dr. Jonas Rodrigues Gomes (URCAMP)**

---

**Prof.<sup>a</sup> Dr. Miguel Neves Camargo (UFSM)**

---

**Prof.<sup>a</sup> Dra. Alzenira da Rosa Abaide (UFSM)**

**Santa Maria, RS, Brasil**  
**2020**



## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida, ânimo e serenidade para concluir essa importante etapa em minha vida;

Ao meu orientador Professo Felix Alberto Farret manifesto minha gratidão pelo conhecimento transmitido, pela paciência, competência, estímulo e plena disponibilidade;

Aos queridos professores do Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica que contribuíram ao longo do curso com a sabedoria;

Por fim, agradeço sincera e profundamente à minha amada família e aos queridos amigos pelo apoio emocional e espiritual que sempre estiveram presentes nos momentos mais delicados e angustiantes;

*“Só conheço uma liberdade, e essa é a liberdade do pensamento”  
Antoine de Saint-Exupéry*





## RESUMO

### **PROGRAMAÇÃO DO GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO DE USINAS VIRTUAIS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA EM EVENTOS**

AUTOR: Marcio Burger Mansilha  
ORIENTADOR: Prof. Felix Alberto Farret, PhD

Esta tese de doutorado propõe um método de planejamento estocástico para construir modelos de otimização multiobjetivo para planejamento e gerenciamento de usinas virtuais (VPP) com geração distribuída, simulando um conjunto de funcionalidades baseadas em algoritmos de otimização para minimizar os custos totais. Estes algoritmos baseiam-se no modelamento dos equipamentos demandados pela VPP comparando-os com as técnicas e estratégias de implantação já existentes no mundo. Além disso, esta tese apresenta um modelo de VPP no ambiente IBM ILOG CPLEX Optimization Studio para planejar um número de unidades de geração distribuída (GD). Uma vez projetado um conceito de VPP por simulação, foram feitas comparações entre os diferentes algoritmos desenvolvidos para uma mesma funcionalidade destacando-se as vantagens e desvantagens de cada um deles e avaliando-se os algoritmos baseados em estratégias de viabilidade econômica. Os resultados finais são consubstanciados por um estudo de caso de uma VPP composta por micro e miniprodutores de energia e estabelecidas as metas necessárias para cada funcionalidade.

**Palavras-chave:** Usina virtual (VPP). Geração distribuída. Algoritmos evolutivos. Despacho econômico. Viabilidade econômica.



## ABSTRACT

### PROGRAMMING MANAGEMENT OF OPERATION OF VIRTUAL POWER PLANTS IN EVENT-BASED GENERATION POWER SYSTEMS

AUTHOR: Marcio Burger Mansilha  
ADVISOR: Prof. Felix Alberto Farret, PhD

This doctoral thesis proposes a stochastic planning method to build multiobjective optimization models for planning and managing virtual plants (VPP) with distributed generation, simulating a set of features based on optimization algorithms to minimize total costs. These algorithms are based on the modeling of the equipment demanded by the VPP, comparing them with the implantation techniques and strategies that already exist in the world. In addition, this thesis presents a VPP model in the IBM ILOG CPLEX Optimization Studio environment to plan a number of distributed generation units (DG). Once a VPP concept was designed by simulation, comparisons were made between the different algorithms developed for the same functionality, highlighting the advantages and disadvantages of each one and evaluating the algorithms based on economic viability strategies. The final results are substantiated by a case study of a VPP composed of micro and mini energy producers and the necessary goals for each functionality are established.

**Keywords:** Virtual power plants (VPP). Distributed generation. Evolutionary algorithms. Economical dispatch. Economic viability.



## LISTA DE FIGURAS

|  |     |
|--|-----|
| Figura 1 - Estrutura dos capítulos .....   | 31  |
| Figura 2 - Distribuição das 734 publicações entre os anos de 2000 a 2019.....                            | 36  |
| Figura 3 - Classificação por tipo de documentos das 734 publicações.....                                 | 37  |
| Figura 4 - Países com maior número de publicações .....  | 37  |
| Figura 5 - Número de publicações por Periódico.....  | 38  |
| Figura 6 - Autores com maior número de publicações.....  | 38  |
| Figura 7 - As técnicas mais utilizadas pelos diretores financeiros (CFO) .....                           | 76  |
| Figura 8 - Etapas de otimização de dois níveis para o modelo 1 planejamento da VPP.....                  | 84  |
| Figura 9 - Distribuição triangular.....  | 90  |
| Figura 10 - Curva passo-preço de demanda de DR.....  | 96  |
| Figura 11 - Etapas da operação do algoritmo para gerenciamento e armazenamento de energia elétrica. .... | 100 |
| Figura 12 - Carregamento da Bateria por Modelo de veículos elétricos.....                                | 102 |
| Figura 13 - Previsão da receita total da VPP 30 com simulação Monte Carlo.....                           | 111 |
| Figura 14 - Previsão da receita total da VPP 60 com simulação Monte Carlo.....                           | 112 |
| Figura 15 - Previsão da receita total da VPP 120 com simulação Monte Carlo.....                          | 113 |
| Figura 16 - Irradiância solar versus previsão de irradiância solar .....                                 | 115 |
| Figura 17 - Previsão da geração PV versus geração real da PV na VPP 30.....                              | 115 |
| Figura 18 - Previsão do lucro da VPP 30 com algoritmo após simulação Monte Carlo.....                    | 116 |
| Figura 19 - Previsão da geração PV versus geração real da PV na VPP 60.....                              | 116 |
| Figura 20 - Previsão do lucro da VPP 60 com algoritmo após simulação Monte Carlo.....                    | 117 |
| Figura 21 - Previsão da geração PV versus geração real da PV na VPP 120.....                             | 117 |
| Figura 22 - Previsão do lucro da VPP 120 com algoritmo após simulação Monte Carlo.....                   | 118 |
| Figura 23 - Demanda da VPP 30 com PBDR versus sem PBDR das 18 às 23 horas.....                           | 119 |
| Figura 24 - Previsão do lucro da VPP 30 com PBDR .....   | 120 |
| Figura 25 - Demanda da VPP 60 com PBDR versus sem PBDR das 18 às 23 horas.....                           | 120 |
| Figura 26 - Previsão do lucro da VPP 60 com PBDR .....   | 121 |
| Figura 27 - Demanda da VPP 120 com PBDR versus sem PBDR das 18 às 23 horas.....                          | 121 |
| Figura 28 - Previsão do lucro da VPP 120 com PBDR .....  | 122 |
| Figura 29 - Número de soluções e o custo total para o primeiro cenário.....                              | 124 |
| Figura 30 - Número de soluções e o custo total para o 2º cenário.....                                    | 125 |
| Figura 31 - Geração PV dos 30.....   | 127 |
| Figura 32 - Potências instaladas dos sistemas PVs nos prossumidores da VPP 30 .....                      | 127 |
| Figura 33 - Demanda individual dos prossumidores VPP 30 .....  | 128 |
| Figura 34 - Demanda que deverá ser atendida pela VPP 30 no dia 03 de janeiro 2019 .....                  | 128 |
| Figura 35 - Preço LMP oscilando versus aos preços constantes ofertados pelos prossumidores .....         | 129 |
| Figura 36 - Número de soluções e o custo total com VPP 30.....   | 129 |
| Figura 37 - SOC das baterias com VPP 30.....   | 130 |
| Figura 38 - Geração PV dos 60 prossumidores da VPP 60.....   | 131 |
| Figura 39 - Potências instalada dos sistemas PVs nos prossumidores da VPP 60 .....                       | 131 |
| Figura 40 - Demanda individual dos 60 prossumidores com destaque a média.....                            | 132 |
| Figura 41 - Demanda total que deverá ser atendida pela VPP 60 no dia 03 de janeiro 2019.....             | 132 |
| Figura 42 - Número de soluções e o custo total com VPP 60.....   | 133 |
| Figura 43 - SOC das baterias com VPP 60.....   | 133 |
| Figura 44 - Geração PV dos prossumidores da VPP 120 .....  | 134 |
| Figura 45 - Potências instaladas dos 120 sistemas PVs nos prossumidores.....                             | 135 |
| Figura 46 - Demanda que deverá ser atendida pela VPP 120 .....   | 135 |
| Figura 47 - Número de soluções e o custo total VPP 120.....  | 136 |
| Figura 48 - SOC das baterias com VPP 120.....  | 136 |
| Figura 49 - Carga sem o IBDR e carga com IBDR na VPP 30.....   | 137 |
| Figura 50 - Carga sem o IBDR e carga com IBDR da VPP 60.....   | 138 |
| Figura 51 - Carga sem o IBDR e carga com IBDR da VPP 120.....  | 138 |
| Figura 52 - Número de soluções e o custo total da VPP 30 com o IBDR.....                                 | 139 |
| Figura 53 - Número de soluções e o custo total da VPP 60 com o IBDR.....                                 | 139 |
| Figura 54 - Número de soluções e o custo total da VPP 120 com o IBDR.....                                | 140 |
| Figura 55 - SOC da Bateria da VPP 30 .....   | 140 |
| Figura 56 - SOC da Bateria da VPP 60 .....   | 141 |
| Figura 57 - SOC da Bateria da VPP 120 .....  | 141 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 58 - Comparação dos custos com e sem IBDR .....                                 | 142 |
| Figura 59 - Preços marginais de custo (LMP) x preços de liquidação (SPP) .....         | 143 |
| Figura 60 - Demanda x geração PV x armazenamento x rede concessionária na VPP 30 ..... | 143 |
| Figura 61 - Número de soluções e o lucro da VPP 30.....                                | 144 |
| Figura 62 - Número de soluções e o lucro da VPP 60.....                                | 144 |
| Figura 63 - Número de soluções e o Lucro total com 120 prosumidores.....               | 145 |
| Figura 64 - Histograma da autossuficiência das residências analisadas .....            | 146 |
| Figura 65 - Aumento da autossuficiência em relação a capacidade da bateria. ....       | 146 |
| Figura 66 - Período 1: Demanda x Geração PV .....                                      | 149 |
| Figura 67 - Período 1: Preços de compra x preço de venda.....                          | 150 |
| Figura 68 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....         | 150 |
| Figura 69 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com Samsung SDI.....               | 151 |
| Figura 70 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com LG Chem RESU10H.....           | 151 |
| Figura 71 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt .....        | 151 |
| Figura 72 - Período 1: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2 .....               | 152 |
| Figura 73 - Período 1: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI .....                     | 152 |
| Figura 74 - Período 1: Bateria em ação x SOC com LG Chem RESU10H.....                  | 152 |
| Figura 75 - Período 1: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt .....               | 153 |
| Figura 76 - Período 2: Demanda x Geração PV da residência 114.....                     | 171 |
| Figura 77 - Período 2: Preços de compra x preço de venda.....                          | 171 |
| Figura 78 - Período 2: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....         | 171 |
| Figura 79 - Período 2: Demanda x PV x armazenamento com Samsung SDI.....               | 172 |
| Figura 80 - Período 2: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt .....        | 172 |
| Figura 81 - Período 2: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2 .....               | 172 |
| Figura 82 - Período 2: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI .....                     | 173 |
| Figura 83 - Período 2: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt .....               | 173 |
| Figura 84 - Período 3: Demanda x Geração PV da residência 114.....                     | 173 |
| Figura 85 - Período 3: Preços de compra x preço de venda.....                          | 174 |
| Figura 86 - Período 3: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....         | 174 |
| Figura 87 - Período 3: Demanda x PV x armazenamento com Samsung SDI.....               | 174 |
| Figura 88 - Período 3: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt .....        | 175 |
| Figura 89 - Período 3: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2 .....               | 175 |
| Figura 90 - Período 3: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI .....                     | 175 |
| Figura 91 - Período 3: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt .....               | 176 |
| Figura 92 - Período 4: Preço de compra x Preço de venda da residência 114 .....        | 176 |
| Figura 93 - Período 4: Preços de compra x preço de venda.....                          | 176 |
| Figura 94 - Período 4: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....         | 177 |
| Figura 95 - Período 4: Demanda x PV x com Samsung SDI.....                             | 177 |
| Figura 96 - Período 4: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt .....        | 177 |
| Figura 97 - Período 4: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2 .....               | 178 |
| Figura 98 - Período 4: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI. ....                     | 178 |
| Figura 99 - Período 4: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt .....               | 178 |
| Figura 100 - Período 5: Preço de compra x Preço de venda da residência 114 .....       | 179 |
| Figura 101 - Período 5: Preços de compra x preço de venda.....                         | 179 |
| Figura 102 - Período 5: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....        | 179 |
| Figura 103 - Período 5: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt .....       | 180 |
| Figura 104 - Período 5: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2 .....              | 180 |
| Figura 105 - Período 5: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt.....               | 180 |
| Figura 106 - Período 6: Preço de compra x Preço de venda da residência 114 .....       | 181 |
| Figura 107 - Período 6: Preços de compra x preço de venda.....                         | 181 |
| Figura 108 - Período 6: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....        | 181 |
| Figura 109 - Período 6: Bateria em ação x SOC.....                                     | 182 |
| Figura 110 - Período 7: Preço de compra x Preço de venda da residência 114 .....       | 182 |
| Figura 111 - Período 7: Preços de compra x preço de venda.....                         | 182 |
| Figura 112 - Período 7: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....        | 183 |
| Figura 113 - Período 7: Bateria em ação x SOC.....                                     | 183 |
| Figura 114 - Período 8: Preço de compra x Preço de venda da residência 114 .....       | 183 |
| Figura 115 - Período 8: Preços de compra x preço de venda.....                         | 184 |
| Figura 116 - Período 8: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2.....        | 184 |
| Figura 117 - Período 8: Bateria em ação x SOC.....                                     | 184 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 118 - Período 9: Preço de compra x Preço de venda da residência 114.....                     | 185 |
| Figura 119 - Período 9: Preços de compra x preço de venda.....                                      | 185 |
| Figura 120 - Período 9: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2 .....                    | 185 |
| Figura 121 - Período 8: Bateria em ação x SOC .....   | 186 |
| Figura 122 - Período 10: Preço de compra x Preço de venda da residência 114.....                    | 186 |
| Figura 123 - Período 10: Preços de compra x preço de venda.....                                     | 186 |
| Figura 124 - Período 10: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2 .....                   | 187 |
| Figura 125 - Período 10: Bateria em ação x SOC .....  | 187 |
| Figura 126 - Estrutura do setor elétrico brasileiro.....  | 191 |
| Figura 127 - A CCEE no setor elétrico brasileiro. ....  | 192 |
| Figura 128 - Representação da estrutura de VPP na CCEE.....   | 192 |
| Figura 129 - Ações da ANEEL referentes aos impostos. ....   | 194 |
| Figura 130 - Representação das usinas virtuais .....  | 195 |
| Figura 131 - Diagrama do sistema utilizado no estudo de caso para testes verificação modelo 1 ..... | 197 |
| Figura 132 - Curva de carga diária do sistema.....  | 204 |
| Figura 133 - Previsão de geração de energia eólica e solar .....                                    | 205 |





## LISTA DE TABELAS

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 1 - Despacho econômico.....  | 123 |
| Tabela 2 - Comparação do custo total para o primeiro cenário.....                               | 123 |
| Tabela 3 - Resultados da comparação dos desempenhos dos algoritmos segundo cenário              | 124 |
| Tabela 4 - Despacho econômico de energia do segundo cenário.....                                | 125 |
| Tabela 5 - Características das baterias utilizadas nas simulações .....                         | 126 |
| Tabela 6 - Características das baterias utilizadas nas simulações .....                         | 147 |
| Tabela 7 - Períodos de dez dias consecutivos para simulação .....                               | 148 |
| Tabela 8 - Taxa de redução do custo com armazenamento da residência 114.....                    | 148 |
| Tabela 9 - Taxa de redução do custo com armazenamento das residências 3482, 8046,<br>7016 ..... | 149 |
| Tabela 10 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia residência 114..           | 155 |
| Tabela 11 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia residência 3482            | 156 |
| Tabela 12 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia residência 7016            | 156 |
| Tabela 13 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia residência 8046            | 156 |
| Tabela 14 - Critérios vigentes para se tornar consumidor livre .....                            | 190 |
| Tabela 15 - Comercializadores varejista habilitados na CCEE em 2018. ....                       | 196 |
| Tabela 16 - Preço da energia no mercado tempo real para testes verificação modelo 1 ....        | 199 |
| Tabela 17 - Limites e ofertas de preços das RESs e da concessionária de energia.....            | 201 |
| Tabela 18 - Curva de carga diária do sistema .....  | 203 |
| Tabela 19 - Previsão de geração de WT e PV .....  | 206 |



## LISTA DE ABREVIATURAS

|          |   |
|----------|---|
| ACL      | Ambiente de Contratação Livre   |
| ACR      | Ambiente de Contratação Regulada  |
| AHP      | <i>Analytic Hierarchy Process</i> - Processo Analítico Hierárquico                |
| ANEEL    | Agência Nacional de Energia Elétrica  |
| CAPEX    | <i>Capital Expenditure</i> - Investimento em Bens de Capital                      |
| CCC      | Centro de Coordenação de Controle   |
| CCEE     | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica                                     |
| CFO      | <i>Chief Financial Officers</i> - Diretor Financeiro                              |
| CMSE     | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico   |
| CNPE     | Conselho Nacional de Política Energética  |
| CONFAZ   | Conselho Nacional de Política Fazendária  |
| CLS      | <i>Chaotic Local Search</i>   |
| CVaR     | <i>Conditional Value at Risk</i> - Valor Condicional em Risco                     |
| DAM      | <i>Day Ahead Market</i> - Mercado no Dia Seguinte                                 |
| DER      | <i>Distributed Energy Resources</i> - Recurso Energético Distribuído              |
| DG       | <i>Distributed Generator</i> - Gerador Distribuído                                |
| DGC      | Controlador de Geração Distribuída  |
| DR       | <i>Demand Response</i> - Resposta à Demanda                                       |
| DRLs     | <i>Demand Response Loads</i> - Cargas de resposta de demanda                      |
| DRP      | <i>Demand Resource Providers</i> - Provedores de Recursos de Demanda              |
| DSM      | <i>Demand Side Management</i> - Gerenciamento do lado da demanda                  |
| DSO      | <i>Distribution system operators</i> - Operadores de sistema de distribuição      |
| EPE      | Empresa de Pesquisa Energética  |
| ERCOT    | <i>Electric Reliability Council of Texas</i>                                      |
| ESS      | <i>Energy Storage System</i> - Sistema de Armazenamento de Energia                |
| EV       | <i>Electric Vehicles</i> - Veículos Elétricos                                     |
| FIT      | <i>Feed In Tariff</i> - Tarifa da Energia Injetada                                |
| FSA      | <i>Fuzzy Self Adaptive</i>  |
| GA       | <i>Genetic Algorithms</i> - Algoritmos Genéticos                                  |
| GD       | Geração Distribuída   |
| IBDR     | <i>Incentive Based Demand Response</i> - Resposta à Demanda Baseado em Incentivos |
| ICA      | Algoritmo competitivo imperialista  |
| ICMS     | Imposto de Circulação sobre Mercadorias e Serviços                                |
| IEDs     | <i>Intelligent Electronic Devices</i>   |
| IEEE-RTS | IEEE Reliability Test System - IEEE Sistema de Teste de Confiabilidade            |
| IGDT     | <i>Information gap decision theory</i>  |
| LHS      | <i>Latin Hypercube Sampling</i> - Amostragem por Hipercubo Latino                 |
| LCOE     | <i>Levelized Cost of Electricity</i> - Custo nivelado                             |
| MATLAB   | <i>Matrix Laboratory</i> - Software Interativo para Cálculo Numérico              |
| MILP     | <i>Mixed-integer Linear Programming</i> - Programação Linear Inteira Mista        |
| MG       | <i>Micro-Grid</i> - Micro-Rede  |
| MME      | Ministério de Minas e Energia   |

|         |  |
|---------|--|
| NMC     | <i>Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide</i>                                     |
| ONS     | Operador Nacional do Sistema Elétrico  |
| PBDR    | <i>Price Based Demand Response</i> - Resposta à Demanda Baseado em Tarifa.       |
| PDF     | Probability density function - Função de Densidade de Probabilidade              |
| PODs    | <i>Points of Delivery</i> - Pontos de Entrega                                    |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional   |
| PSO     | <i>Particle Swarm Optimization</i>   |
| PV      | <i>Photovoltaic Solar Energy</i> - Energia Solar Fotovoltaica                    |
| REN     | Resolução Normativa  |
| RES     | <i>Renewable Energy Sources</i> - Fontes de Energia Renováveis                   |
| RTM     | <i>Real Time Market</i> - Mercado em Tempo Real                                  |
| ROT     | <i>Robust Optimization Theory</i> - Otimização Robusta                           |
| RTU     | <i>Remote Terminal Unit</i>  |
| SG      | <i>Smart Grid</i> - Redes Elétricas Inteligentes                                 |
| SGAM    | <i>Smart Grid Architecture Model</i> - Modelo de Arquitetura de Rede Inteligente |
| SIN     | Sistema Integrado Nacional   |
| SMA     | Sistema Multiagente  |
| SMF     | Sistema de Medição de Faturamento  |
| SOC     | <i>State of charge</i> - Nível de Carga da Bateria                               |
| SPP     | <i>Settlement Point Price</i> - Preço de Liquidação                              |
| TIR     | Taxa Interna de Retorno  |
| Ti      | Tecnologia de Informação   |
| TOU     | <i>Time Of Use</i> - Tarifa Horária  |
| VP      | Valor Presente   |
| VPL     | Valor Presente Líquido   |
| VPP     | <i>Virtual Power Plant</i> - Usina Virtual                                       |
| WT      | <i>Wind turbine</i> - Turbina Eólica   |
| WPP     | <i>Wind Power Plant</i> - Usina de Energia Eólica                                |

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Índices:

|        |                        |
|--------|------------------------|
| $i$    | índice para cada PV    |
| $j$    | índice para cada ESS   |
| $k$    | índice para cada EV    |
| $t$    | índice de tempo        |
| $PV$   | fotovoltaica           |
| $ESS$  | bateria                |
| $EV$   | veículo elétrico       |
| $Rede$ | Rede da concessionária |

### Variáveis:

|                       |  |
|-----------------------|--|
| $U_i(t), U_j(t),$     | variável binária estados <i>ON</i> ou <i>OFF</i> das unidades na hora $t$ do dia |
| $U_k(t), U_{PBDR}(t)$ | variável binária estados <i>ON</i> ou <i>OFF</i> das unidades na hora $t$ do dia |
| $P_{PV}(t)$           | potência ativa gerada na PV no tempo $t$   |
| $P_{ESS}^{dis}(t)$    | potência de descarga dos ESSs no momento $t$                                     |
| $P_{ESS}^{chr}(t)$    | potência de carga dos ESSs no momento $t$  |
| $P_{EV}^{dis}(t)$     | potência de descarga dos EVs no momento $t$                                      |
| $P_{EV}^{chr}(t)$     | potência de carga dos EVs no momento $t$   |
| $P_{Rede}(t)$         | potência comprada/vendida de/para a concessionária no momento $t$                |
| $P_{VPP}(t)$          | saída potência da VPP no tempo $t$   |
| $L(t)$                | mudança de carga após PBDR no momento $t$  |
| $\Delta L_{PBDR}(t)$  | mudança de carga produzida pelo PBDR no momento $t$                              |
| $W_{ESS}(t)$          | armazenamento de eletricidade do ESS no momento $t$                              |
| $W_{EV}(t)$           | armazenamento de eletricidade do EV no momento $t$                               |

### Parâmetros:

|                      |   |
|----------------------|---|
| $\varepsilon_{st}$   | Elasticidade preço-demanda                    |
| $\Delta d_s$         | Variação da demanda na hora $s$               |
| $R_{PV,t}$           | receita de operação do PV no tempo $t$        |
| $R_{ESS,t}$          | receita de operação do ESS no tempo $t$       |
| $R_{EV,t}$           | receita de operação do EV no tempo $t$        |
| $\pi_{PV}(t)$        | preço geração de energia da PV no momento $t$ |
| $\pi_{ESS}^{dis}(t)$ | preço da descarga das ESSs no momento $t$     |

|                          |   |
|--------------------------|---|
| $\pi_{ESS}^{chr}(t)$     | preço da carga das ESSs no momento $t$  |
| $\pi_{EV}^{dis}(t)$      | preço da descarga das EVs no momento $t$  |
| $\pi_{EV}^{chr}(t)$      | preço da carga das EVs no momento $t$   |
| $\varphi_{PV}$           | taxa de perda de energia de PV  |
| $\Delta L_{PB}^{max}$    | mudança máxima de carga no momento $t$  |
| $\bar{P}_{ESS}^{dis}(t)$ | potência máxima de descarga do ESS no momento $t$                                 |
| $\bar{P}_{EV}^{dis}(t)$  | potência máxima de descarga do EV no momento $t$                                  |
| $\bar{P}_{ESS}^{chr}(t)$ | potência máxima de carregamento do ESS no momento $t$                             |
| $\bar{P}_{EV}^{chr}(t)$  | potência máxima de carregamento do EV no momento $t$                              |
| $P_{VPP}^{Max}(t)$       | saída máxima de VPP no tempo $t$  |
| $P_{VPP}^{Min}(t)$       | saída mínima de VPP no tempo $t$  |
| $r_1, r_2$               | coeficientes de reserva de carga crescente  |
| $r_3$                    | coeficientes de reserva decrescente   |
| $D_{i,t}^{max}$          | redução de carga máxima do provedor demanda $i$                                   |
| $D_{i,t}^{min}$          | redução de carga mínima do provedor demanda $i$                                   |
| $D_i^{j,min}$            | mínima redução de carga aceitável do provedor demanda $i$ na etapa $j$            |
| $D_{i,t}^j$              | redução de carga implementada do provedor demanda $i$ na etapa $j$ no momento $t$ |
| $\Delta L_{i,t}^j$       | redução de carga do provedor demanda $i$ na etapa $j$ no tempo $t$                |
| $\Delta L_{i,t}^E$       | redução de carga de do provedor demanda $i$                                       |
| $\Delta L_{i,t}^{R,dn}$  | reserva do provedor demanda $i$ do lado da demanda no momento $t$                 |
| $\Delta L_{i,t}^{R,up}$  | reserva do provedor demanda $i$ no lado da demanda no momento $t$                 |
| $\alpha, \beta$          | são os parâmetros de forma para o PDF beta  |
| $\Gamma$                 | função gama   |

## SUMÁRIO

|              |   |           |
|--------------|---|-----------|
| <b>1</b>     | <b>INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>27</b> |
| 1.1          | PROBLEMA .....  | 28        |
| 1.2          | OBJETIVOS .....   | 28        |
| <b>1.2.1</b> | <b>Objetivo geral</b> .....   | <b>28</b> |
| <b>1.2.2</b> | <b>Objetivos específicos</b> .....  | <b>28</b> |
| 1.3          | JUSTIFICATIVA.....  | 29        |
| 1.4          | CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS.....   | 30        |
| 1.5          | ESTRUTURA DESTA TESE.....   | 30        |
| <b>2</b>     | <b>USINA VIRTUAL (VPP)</b> .....  | <b>33</b> |
| 2.1          | CONCEITO DE VPP .....   | 33        |
| 2.2          | REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E A VPP .....  | 34        |
| 2.3          | ESTUDOS PRÉVIOS SOBRE VPP .....   | 35        |
| <b>2.3.1</b> | <b>Bibliometria</b> .....   | <b>35</b> |
| <b>2.3.2</b> | <b>Estudos e análise das funções objetivo</b> .....                               | <b>41</b> |
| 2.4          | COMPONENTES DE UMA VPP .....  | 68        |
| <b>2.4.1</b> | <b>Recursos energéticos distribuídos</b> .....                                    | <b>68</b> |
| <b>2.4.2</b> | <b>Sistema de armazenamento de energia</b> .....                                  | <b>70</b> |
| 2.4.2.1      | Veículos elétricos.....   | 70        |
| <b>2.4.3</b> | <b>Sistemas de informação e comunicação</b> .....                                 | <b>71</b> |
| 2.4.3.1      | Interfaces e configuração da VPP .....  | 71        |
| 2.5          | TIPOS DE VPP .....  | 71        |
| <b>2.5.1</b> | <b>Usina virtual comercial</b> .....  | <b>72</b> |
| <b>2.5.2</b> | <b>Usina virtual técnica</b> .....  | <b>72</b> |
| 2.6          | DESENVOLVENDO UM MODELO DE VPP .....  | 73        |
| 2.7          | ABORDAGEM ECONÔMICA E FINANCEIRA PARA VPP .....                                   | 74        |
| <b>2.7.1</b> | <b>Valor presente líquido</b> .....   | <b>74</b> |
| <b>2.7.2</b> | <b>Taxa interna de rentabilidade</b> .....  | <b>75</b> |
| <b>2.7.3</b> | <b>Tempo de recuperação do capital</b> .....                                      | <b>75</b> |
| <b>2.7.4</b> | <b>Custo nivelado da energia</b> .....  | <b>76</b> |
| 2.8          | AS VPPS NO MUNDO .....  | 77        |
| <b>2.8.1</b> | <b>ENERES CO. Ltd. Japan e AutoGrid (Japão)</b> .....                             | <b>77</b> |
| <b>2.8.2</b> | <b>Korea Electric Corporation (KEPCO) (Coréia do Sul)</b> .....                   | <b>78</b> |
| <b>2.8.3</b> | <b>Tesla (Austrália)</b> .....  | <b>78</b> |
| <b>2.8.4</b> | <b>RWE Virtual Power Plant (Alemanha)</b> .....                                   | <b>78</b> |
| <b>2.8.5</b> | <b>Next Kraftwerke (Alemanha)</b> .....   | <b>79</b> |
| <b>2.8.6</b> | <b>ConEdison (Estados Unidos)</b> .....   | <b>79</b> |
| <b>2.8.7</b> | <b>VPP Intelligent Energy Budapest (Hungria)</b> .....                            | <b>79</b> |
| 2.9          | CONCLUSÕES DO CAPÍTULO .....  | 80        |
| <b>3</b>     | <b>METODOLOGIA</b> .....  | <b>81</b> |
| 3.1          | PLANEJAMENTO DA VPP - MODELO 1 .....  | 83        |
| <b>3.1.1</b> | <b>Etapas do modelo 1 no planejamento da VPP do DAM e RTM</b> .....               | <b>83</b> |
| <b>3.1.2</b> | <b>Coleta de dados para simulação do modelo 1</b> .....                           | <b>85</b> |
| <b>3.1.3</b> | <b>Função objetivo no planejamento da VPP para DAM</b> .....                      | <b>85</b> |
| <b>3.1.4</b> | <b>Restrições no planejamento da VPP para DAM</b> .....                           | <b>86</b> |
| <b>3.1.5</b> | <b>Análise da incerteza no planejamento da VPP para DAM</b> .....                 | <b>89</b> |
| <b>3.1.6</b> | <b>Resposta à demanda baseada em tarifa no planejamento da VPP para DAM</b> ..... | <b>91</b> |

|         |   |            |
|---------|---|------------|
| 3.1.6.1 | Cálculo da elasticidade preço da demanda .....  | 91         |
| 3.1.7   | <b>Função objetivo no planejamento da VPP para RTM.....</b>   | <b>93</b>  |
| 3.1.8   | <b>Restrições no planejamento da VPP para RTM.....</b>  | <b>94</b>  |
| 3.1.9   | <b>Resposta à demanda baseada em incentivos no planejamento da VPP para RTM.....</b>                | <b>96</b>  |
| 3.2     | <b>BENEFÍCIOS ECONÔMICOS SISTEMAS PV COM BATERIA - MODELO 2..</b>                                   | <b>99</b>  |
| 3.2.1   | <b>Etapas do modelo 2 para gerenciamento e armazenamento de energia.....</b>                        | <b>99</b>  |
| 3.2.2   | <b>Coleta de dados para simulação do modelo 2.....</b>  | <b>101</b> |
| 3.2.3   | <b>Função objetivo: benefícios econômicos sistemas PV com bateria - modelo 2</b>                    | <b>103</b> |
| 3.2.4   | <b>Restrições: benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria - Modelo 2...</b>                  | <b>104</b> |
| 3.3     | <b>CONCLUSÕES DO CAPÍTULO .....</b>   | <b>107</b> |
| 4       | <b>RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO .....</b>   | <b>109</b> |
| 4.1     | <b>MODELO 1 - PLANEJAMENTO DA VPP NO DAM PARA MAXIMIZAÇÃO DA RECEITA DA OPERAÇÃO DA VPP.....</b>    | <b>109</b> |
| 4.1.1   | <b>Simulação de Monte Carlo e distribuição de probabilidade para VPP 30.....</b>                    | <b>109</b> |
| 4.1.2   | <b>Simulação de Monte Carlo e distribuição de probabilidade para VPP 60.....</b>                    | <b>111</b> |
| 4.1.3   | <b>Simulação de Monte Carlo e distribuição de probabilidade para VPP 120....</b>                    | <b>113</b> |
| 4.1.4   | <b>Planejamento da VPP do DAM maximização do lucro da operação da VPP.</b>                          | <b>114</b> |
| 4.1.5   | <b>PBDR no planejamento da VPP para DAM.....</b>  | <b>118</b> |
| 4.2     | <b>MODELO 1: PLANEJAMENTO DA VPP PARA MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DA OPERAÇÃO.....</b>                     | <b>122</b> |
| 4.2.1   | <b>Verificação do modelo 1 planejamento da VPP minimização do custo de operação.....</b>            | <b>122</b> |
| 4.2.2   | <b>Agregação de prossumidores na VPP.....</b>   | <b>126</b> |
| 4.2.2.1 | Resultado da VPP 30 .....   | 126        |
| 4.2.2.2 | Resultado da VPP 60 .....   | 130        |
| 4.2.2.3 | Resultado da VPP 120 .....  | 134        |
| 4.2.3   | <b>IBDR no planejamento da VPP para RTM.....</b>  | <b>137</b> |
| 4.2.4   | <b>Função objetivo de maximização do lucro da operação no RTM.....</b>                              | <b>142</b> |
| 4.3     | <b>MODELO 2: BENEFÍCIOS ECONÔMICOS DOS SISTEMAS PV COM BATERIA .....</b>                            | <b>145</b> |
| 4.3.1   | <b>Análise da autossuficiência dos prossumidores.....</b>   | <b>145</b> |
| 4.3.2   | <b>Análise dos benefícios econômicos .....</b>  | <b>147</b> |
| 4.4     | <b>CONCLUSÕES DO CAPÍTULO .....</b>   | <b>157</b> |
| 5       | <b>CONCLUSÕES .....</b>   | <b>159</b> |
| 5.1     | ESTUDOS FUTUROS .....   | 161        |
| 5.2     | PUBLICAÇÕES.....  | 162        |
|         | <b>REFERÊNCIAS .....</b>  | <b>163</b> |
|         | <b>APÊNDICE A - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES -RESIDÊNCIA 114 ..</b>                                    | <b>171</b> |
|         | <b>APÊNDICE B - SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A VPP.....</b>  | <b>189</b> |
|         | <b>ANEXO A - DIAGRAMA DO SISTEMA PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1 .....</b>                          | <b>197</b> |
|         | <b>ANEXO B - PREÇO DA ENERGIA PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1 .....</b>                             | <b>199</b> |
|         | <b>ANEXO C - LIMITES MÍNIMO E MÁXIMO DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1.....</b> | <b>201</b> |



|   |            |
|---|------------|
| <b>ANEXO D - CURVA DE CARGA DIÁRIA DA MICRO REDE PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1.....</b>                     | <b>203</b> |
| <b>ANEXO E - PREVISÃO DE GERAÇÃO DAS ENERGIAS EÓLICA E SOLAR PARA O TESTE DE VERIFICAÇÃO DO MODELO 1.....</b> | <b>205</b> |



## 1 INTRODUÇÃO

A integração de fontes renováveis de energia é uma tendência nos atuais sistemas de distribuição de energia. As fontes de energia renováveis deverão ser capazes de atender aos desafios energéticos não resolvidos pelas usinas centralizadas tradicionais. Tais fontes diminuem as emissões globais, podem reduzir perdas em linhas de transmissão/distribuição, podem reduzir custos para os consumidores e aumentam a oferta de energia sustentável no longo prazo (KOW et al., 2016).

Os recursos energéticos distribuídos (DERs - *Distributed Energy Resources*) são fontes de energia menores que podem ser agregadas às redes tradicionais para fornecer a quantidade de energia necessária para proporcionar uma demanda mais regular. A energia eólica e a energia solar fotovoltaica, em especial, estão desempenhando papéis cada vez mais importantes na diversificação da matriz energética (JU et al., 2016a). No entanto, restrições como a pequena capacidade instalada, qualidade da energia, intermitência, incerteza e outras características, dificultam a entrada e o funcionamento destas usinas no mercado de energia (JU et al., 2016b).

Partindo-se do princípio de que a energia elétrica deva ser fornecida aos consumidores com a mais alta qualidade, o menor custo e com maior confiabilidade é necessário desenvolver novas formas para controlar a geração e o fornecimento numa infraestrutura adequada como forma de participação no mercado de eletricidade. Uma possível solução para satisfazer os aspectos supramencionados é a utilização do conceito de usinas virtuais (VPPs - *Virtual Power Plants*) (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2016). Uma VPP pode, efetivamente, integrar, agregar e gerenciar DERs incluindo geradores distribuídos (DGs - *Distributed Generators*), sistemas de armazenamento de energia (ESS - *Energy Storage System*), cargas controláveis e resposta à demanda (DR - *Demand Response*) (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2017). Em particular, o rápido desenvolvimento da tecnologia das redes inteligentes promove uma configuração razoável de recursos e fornece suporte sólido para a operação VPP (JU et al., 2016a). Assim, as VPPs são soluções notáveis para o fornecimento confiável de eletricidade em um sistema de energia. Contudo, a previsão de carga e as incertezas da previsão da geração solar são aspectos variáveis que devem ser levados cuidadosamente em consideração (HUANG et al., 2016).

Esta tese propõe um método estocástico para construir um modelo de otimização multiobjetivo para ser usado no planejamento e gerenciamento de VPPs. Busca-se desenvolver uma metodologia para VPPs simulando um conjunto diversificado de funcionalidades. Para

lidar com este desafio, apresentam-se modelos aplicados às VPPs com geração distribuída para minimizar os custos totais do sistema. O tema é atual e seu estudo é incipiente e adequado à linha de pesquisa do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica-UFSM dentro da área de concentração sistemas elétricos já que objetiva a análise da inserção das fontes alternativas de energia.

## 1.1 PROBLEMA

Qual a metodologia indicada para gerenciamento de usinas virtuais agregadoras de micro e minigeração de energia elétrica provenientes das fontes renováveis de geração distribuída que operam num mercado livre de energia como o brasileiro?

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral desta tese é desenvolver um modelo de otimização para programação do gerenciamento de usinas virtuais (VPPs) agregando micro e minigeração de energia elétrica provenientes das fontes renováveis incluindo a geração distribuída solar fotovoltaica, cargas controláveis, sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos operando no mercado de energia.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral desta tese reuniram-se os seguintes tópicos:

- Analisar o estado da arte dos modelos de VPPs, concepção, técnicas e estratégias de implantação existentes;
- Desenvolver um modelo de otimização multiobjetivo para minimizar os custos totais de VPPs capazes de operar de forma ótima o gerenciamento de energia;
- Modelar a operação considerando uma comercialização de energia que maximize o lucro da VPP levando em conta uma resposta à demanda baseada em tarifa (PBDR) e resposta à demanda baseada em incentivos (IBDR);
- Avaliar os benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria e a análise da autossuficiência dos prosumidores (consumidores com geração);

- Analisar um estudo de caso de VPP composta por micro e minigeradores de energia.

### 1.3 JUSTIFICATIVA

A escassez de recursos e os danos ao meio ambiente têm levado a sociedade a repensar o modelo energético atual. A busca por soluções capazes de diversificar a matriz energética de maneira segura, sustentável e limpa se tornou um desafio primordial no âmbito das políticas energéticas nacionais (SILVA; HOLLANDA; CUNHA, 2016). As tecnologias da informação e da comunicação, tais como a computação em nuvem, *big data* e inteligência artificial estão a remodelar muitas indústrias tradicionais e o estilo de vida do público em geral. No setor de energia, estas tecnologias influenciam o processo de geração, transmissão, distribuição e consumo, formando assim um sistema inteligente (ZHOU; YANG; SHAO, 2016a).

Os recursos energéticos distribuídos (DERs) podem ser integrados para formar uma coalizão de negócios em bloco nos mercados de varejo ou atacadistas usando o conceito de VPP. A operação coordenada dos DERs implicará num lucro excedente em relação à soma dos lucros individuais (RAHMANI-DABBAGH; SHEIKH-EL-ESLAMI, 2016).

O controle otimizado de múltiplas pequenas DERs em uma VPP pode reduzir a carga das grandes centrais elétricas utilizadas para abastecer a rede, diminuindo assim a necessidade atual de produção e transmissão de eletricidade (ETHERDEN; VYATKIN; BOLLEN, 2016).

O crescimento da micro e minigeração distribuídas de energia elétrica, principalmente junto às unidades consumidoras é uma tendência mundial, destacando-se como benefício (CCEE, 2015): redução de perdas técnicas em razão da localização junto ao consumo; redução de investimentos em transmissão; uso de fontes renováveis que tenham baixo impacto ambiental e emissões reduzidas; adiamento de investimentos em geração centralizada; aumento da segurança do fornecimento pela redução da dependência das redes de transmissão; otimização da operação da rede de distribuição com aumento da qualidade do fornecimento; rápida implantação e baixos custos de operação e manutenção; atração de investimentos privados e pulverizados para o setor; complementariedade da geração no horário de ponta do sistema; diversificação da matriz energética; geração de empregos e desenvolvimento econômico.

Com a VPP e a comercialização dos excedentes de micro e minigeração distribuídas almeja-se viabilizar projetos que de outra forma não seriam executados com base na Resolução Normativa (REN) 482 criando-se uma alternativa ao consumidor para a escolha da melhor maneira de recuperar seus investimentos em geração. Para as distribuidoras, a comercialização

dos excedentes de micro e minigeração permitirá a prestação de novos serviços relacionados à medição incluindo coleta, agregação e envio de dados de medição, além da disponibilização de relatórios ou sistemas para acompanhamento e gestão (CCEE, 2015). Uma solução de baixo custo para a integração de geradores, consumidores e unidades de armazenamento ainda não existe. Diante disso, como benefícios da pesquisa desta tese pode-se apontar:

- A redução do custo de aquisição da energia verde comprando-a diretamente com a dos fornecedores conectados a VPP;
- O potencial livre de investimento em bens de capital (CAPEX) para expansão da capacidade instalada (conectando novos geradores de energia na VPP);
- O aumento do preço da energia vendida graças as múltiplas opções (venda direta ao mercado, venda aos consumidores dentro do grupo VPP, armazenamento de energia em horários de baixo consumo);
- Aumento da competitividade para fornecimento de energia elétrica melhorando: qualidade do produto, melhor atendimento ao consumidor e custos finais.

#### 1.4 CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS

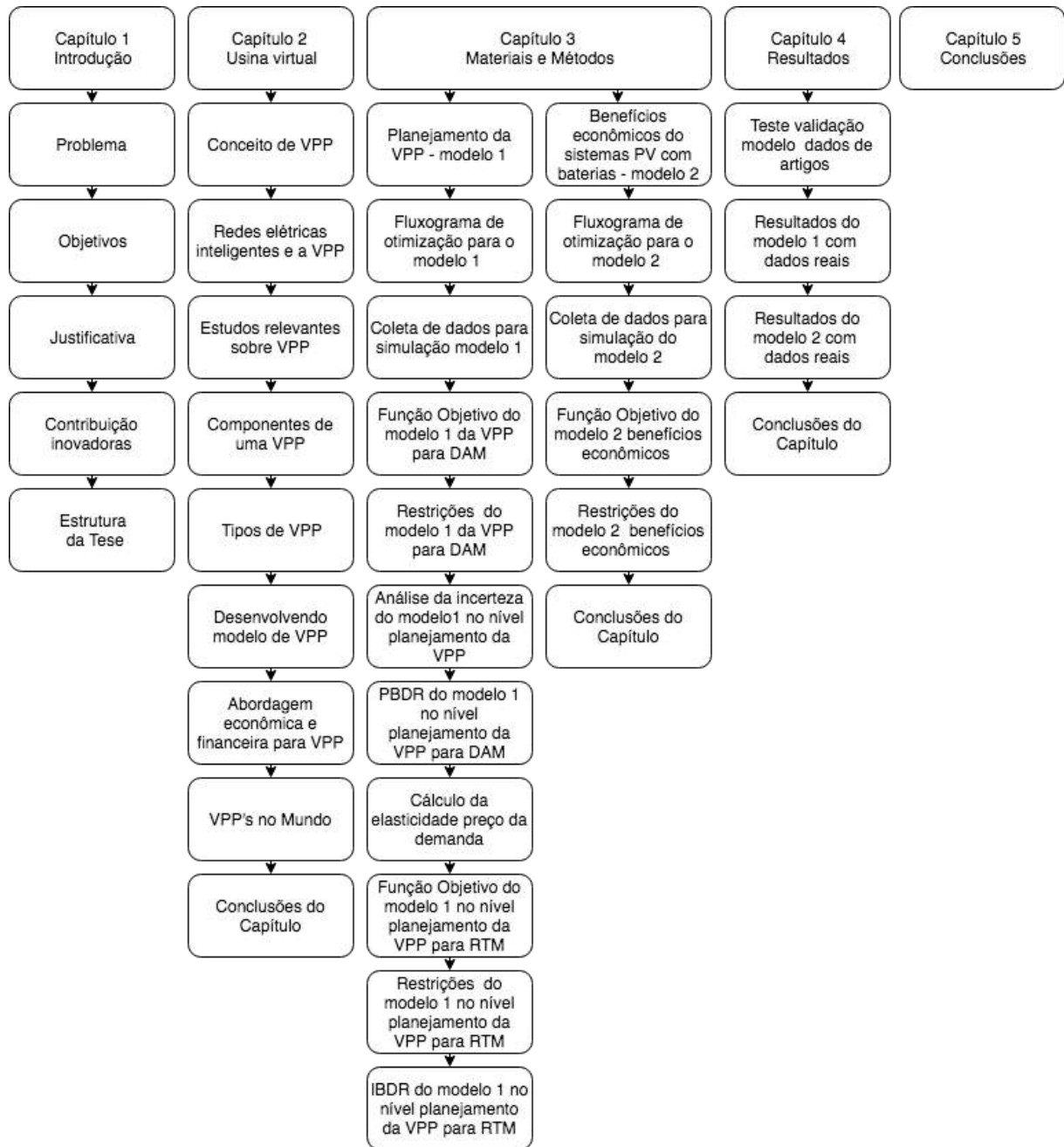
Esta tese apresenta uma metodologia considerando um conjunto de aspectos inovadores:

- Demonstração da eficiência e dos benefícios das VPPs como agregadoras de micro e minigeradores distribuídos para comercialização dos excedentes de energia;
- Determinação de um algoritmo de otimização da operação considerando a resposta à demanda baseada em tarifa (PBDR) e na resposta à demanda baseada em incentivos (IBDR) para suavizar a curva de carga ao máximo, minimizar o custo da energia e alcançar o benefício ideal da operação da VPP.
- Aplicação de um método heurístico para gestão da energia elétrica que possa contribuir para desenvolvimento do setor elétrico;
- Avaliação dos benefícios econômicos dos prossumidores com armazenamento de energia.

#### 1.5 ESTRUTURA DESTA TESE

Esta tese está estruturada conforme o diagrama da Figura 1.

Figura 1 - Estrutura dos capítulos



Fonte: Autor.





## 2 USINA VIRTUAL (VPP)

A evolução dos mercados de energia está na direção de uma maior dependência dos recursos energéticos distribuídos. Para gerenciar essa crescente complexidade de duas vias as VPPs estão sendo implantadas em todo o mundo para permitir a integração de DERs (geração e demanda) na operação do sistema de energia. Portanto, o armazenamento de energia e os recursos de resposta à demanda são tipos de DERs que podem ser integrados em uma VPP (ZAMANI; ZAKARIAZADEH; JADID, 2016).

O presente capítulo aborda os seguintes aspectos sobre a VPP: conceito, análise dos principais estudos prévios e componentes de uma VPP, os tipos de VPP e o mercado de energia no mundo.

### 2.1 CONCEITO DE VPP

A definição de VPP engloba um conceito muito abrangente que, intuitivamente, representa as capacidades agregadas de um conjunto de DERs e pode ser vista como um portfólio de DERs. Tal definição torna a VPP uma entidade independente que coordena DERs agregando os seus recursos ou um agente externo que “contrata” DERs para lucrar com a sua produção (ROBU et al., 2016).

O conceito de VPP apresenta várias vantagens por representar uma abordagem mais simples de organização em relação aos modelos desregulados do mercado de energia (MOUTIS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2018). A VPP é destinada a obter um comportamento mais confiável da rede por meio da integração de recursos energéticos muito diferentes (RINALDI et al., 2016) e são propostas considerando a agregação de várias unidades de geração distribuída. A VPP reúne vários recursos, mas foca mais numa perspectiva comercial que permite a participação dos consumidores ativos em eventos de DR (MORAIS et al., 2015).

A VPP atua como uma grande usina elétrica mesmo que a participação do mercado de energia da VPP seja obtida pela produção agregada de todas as unidades DERs. Logo, sua interação com a rede é diferente para cada unidade dependendo da sua localização. Como resultado imediato, a rede limitará a capacidade da VPP para participar do mercado de eletricidade (ETHERDEN; VYATKIN; BOLLEN, 2016).

A aplicação da abordagem VPP a um sistema de trabalho exige a instalação de infraestruturas com tecnologias de informação e comunicação adequadas, compostas por

armazenamento de dados distribuídos, potência computacional distribuída e uma infraestrutura de comunicação que suporte a troca de dados (RINALDI et al., 2016).

## 2.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES E A VPP

A integração das energias renováveis na matriz energética pode ser empregada para se ter uma gestão inteligente da demanda e para a adoção de técnicas que reduzam as perdas ao longo das linhas de alimentação (EROL-KANTARCI; MOUFTAH, 2015). Com isto, a rede elétrica inteligente ou *smart grid* (SG) deverá integrar funções como a detecção avançada, comunicação e funcionalidade de controle no funcionamento da rede de energia para aumentar a eficiência, confiabilidade, segurança e redução de emissões. A SG é composta por geração, transmissão e distribuição com otimização e automação das ações de proteção e operação do sistema. Fazem parte da SG também os medidores inteligentes de energia, encarregados da interface da rede com o consumidor e os "consumidores inteligentes" (MIKOS, 2014).

A implantação de um ambiente de redes inteligentes é uma tendência mundial que gera grande volume de dados, como por exemplo, a curva de carga para cada consumidor em tempo real. O desafio é a transformação de tais dados em informações úteis que possam ajudar a melhorar a eficiência na gestão, planejamento e operação da rede elétrica. A implantação da gestão da demanda (DSM) requer uma análise dos dados gerados em um ambiente de rede inteligente para determinar quais as políticas mais adequadas para cada tipo de consumidor (MACEDO et al., 2015). Advém daí a necessidade de se priorizar os tipos mais importantes de tráfego como a capacidade de adaptação a diferentes condições de rede em tempo real (HUANG et al., 2013).

A visão emergente da SG abrange um amplo conjunto de aplicações, incluindo software, hardware e tecnologias que permitem as concessionárias integrarem com a interface e, inteligentemente controlarem as inovações (KIM et al., 2014). Algumas das tecnologias que tornam as SGs possíveis incluem: medidores inteligentes; gerenciamento de dados; sistemas de comunicações integradas; TI e computação de *back office*; segurança de dados; dispositivos de armazenamento de energia; DR; a geração distribuída; energias renováveis.

O Brasil é um dos países pioneiros na América Latina no desenvolvimento e pesquisa de SG com os segmentos de geração e transmissão em um grau elevado de inteligência, porém, necessitando de melhora nos sistemas de distribuição (KÜHNE et al., 2013). Os três principais benefícios que motivam a implantação das SG são: redução de perdas não técnicas, melhoria da continuidade do abastecimento e eficiência energética.

A implantação de uma cidade inteligente busca um melhor gerenciamento e monitoramento de energia. O tema "cidade inteligente" já está em pauta no projeto da cidade inteligente Búzios visando à construção da primeira cidade inteligente da América Latina (VILACA et al., 2014). A *Smart City* é definida pela tecnologia da comunicação e informação para medir, analisar e integrar dados chave em um único sistema, com a pretensão de se integrar as fontes renováveis na matriz energética surge o desenvolvimento de *Smart Cities* que já estão se tornando uma realidade em diversas partes do mundo (VILACA et al., 2014).

Através das SG será possível coordenar as capacidades, as necessidades e as interoperabilidades dos sistemas elétricos tornando-os maiores e mais eficientes nos seus níveis de confiabilidade, resiliência, sustentabilidade e estabilidade através da redução dos custos financeiros e impactos ambientais. A SG permite, ainda, que os consumidores planejem seus gastos e que as empresas reduzam o desperdício, assim otimizando a demanda de energia.

As principais funções demandadas por uma SG são:

- estabelecer meios para a auto recuperação (*self-healing*);
- motivar a participação dos consumidores;
- resistir a ataques físicos e cibernéticos;
- fornecer energia de melhor qualidade;
- permitir vários tipos de geração e armazenagem de energia;
- aumentar o envolvimento do mercado;
- possibilitar uma maior utilização da geração intermitente de energia;
- aproveitamento maior das energias limpas.

## 2.3 ESTUDOS PRÉVIOS SOBRE VPP

Apresenta-se a seguir um levantamento e uma seleção de estudos prévios direcionados as VPPs que apoiaram o desenvolvimento do modelo usado nesta tese. Os estudos prévios foram organizados e analisados em duas partes: a) bibliometria e b) análise das funções objetivos desenvolvidas por diversos autores.

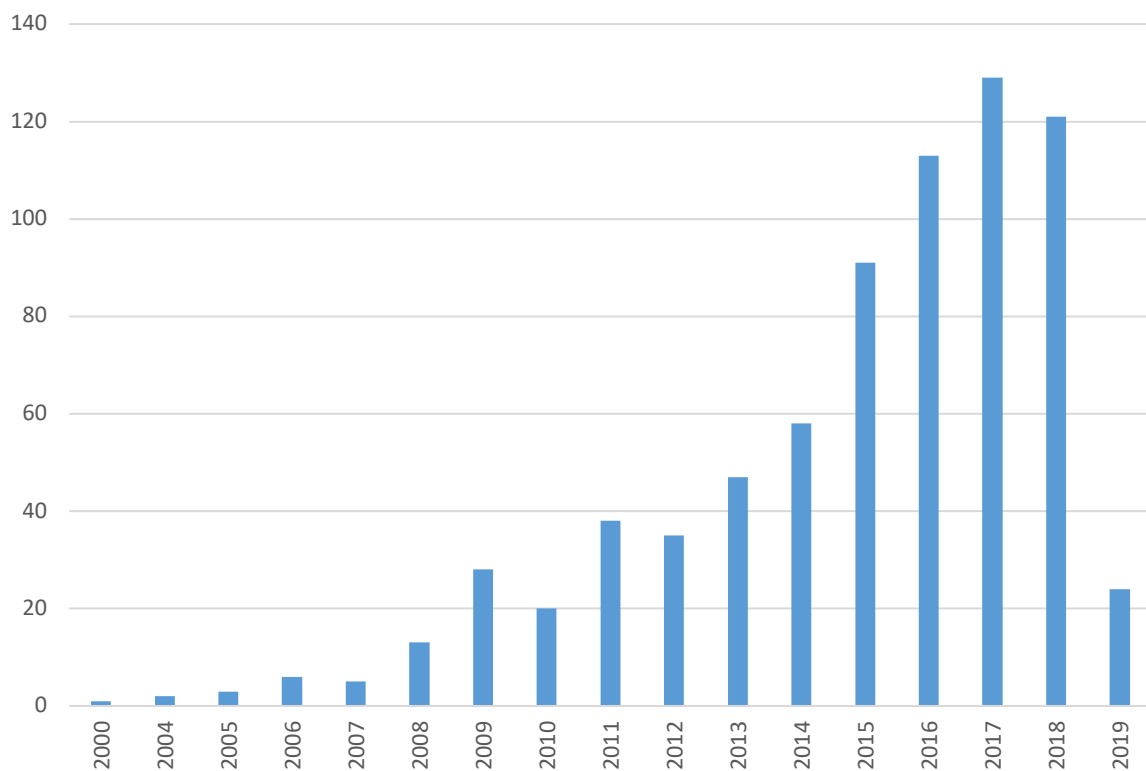
### 2.3.1 Bibliometria

A pesquisa do estado da arte utilizou-se da bibliometria para analisar e construir indicadores sobre a dinâmica e evolução da informação científica e tecnológica das VPPs. Os dados coletados consideraram o período compreendido entre o ano 2000 até o mês de abril de

2019 pesquisado nos principais periódicos acadêmicos do mundo, livros e anais de ciência, tendo como a principal base de dados a coleção *Web of Science*. Os termos pesquisados foram "virtual power plants" e/ou "virtual power plant". Foram encontrados 734 registros de publicações em um universo disponível para consulta de 69.514.520 registros. A Figura 2 apresenta a distribuição por ano de publicação. Estes 734 registros estão classificados em tipos de documentos conforme Figura 3.

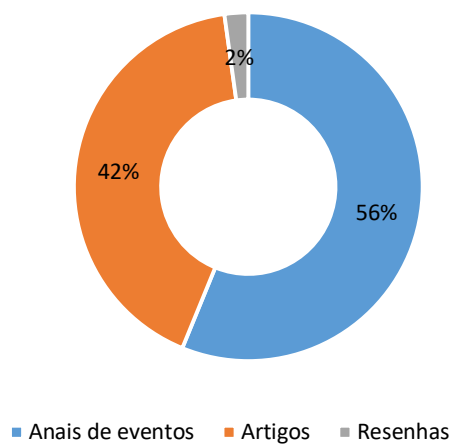
Com relação aos idiomas 97,8% dos registros encontrados estavam na língua inglesa, 1,5% em alemã e menos de 1% em espanhola. A Figura 4 mostra os países que lideram as publicações sobre VPPs que são: a China, Alemanha e Estados Unidos. O Brasil está na 32ª posição com 0,68 % das publicações sobre VPPs no mundo.

Figura 2 - Distribuição das 734 publicações entre os anos de 2000 a 2019.



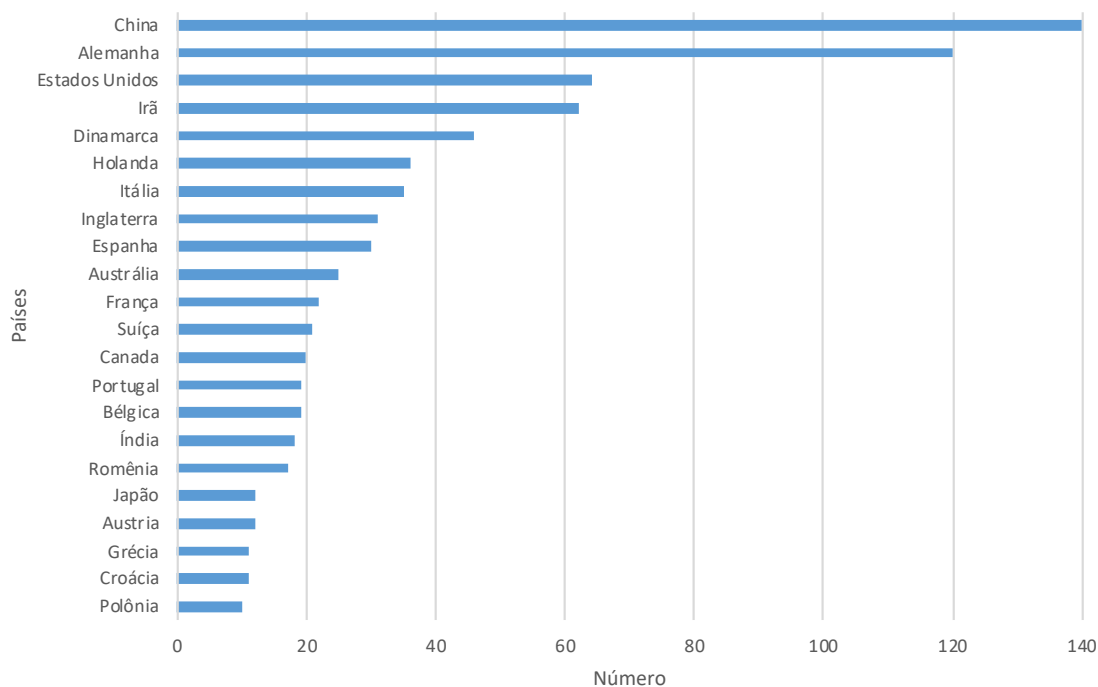
Fonte: Autor.

Figura 3 - Classificação por tipo de documentos das 734 publicações.



Fonte: Autor.

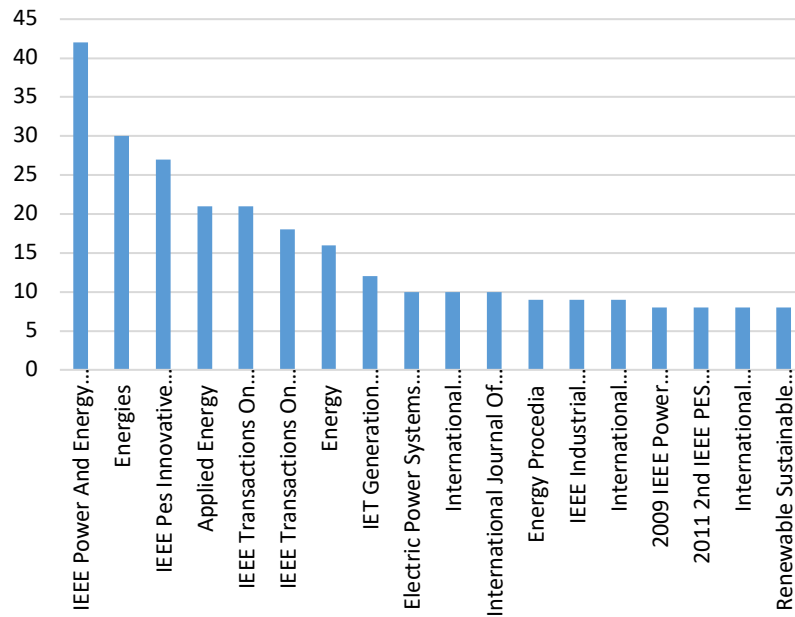
Figura 4 - Países com maior número de publicações



Fonte: Autor.

Os periódicos que mais publicaram sobre o assunto conforme a base de dados *Web of Science* são apresentados na Figura 5.

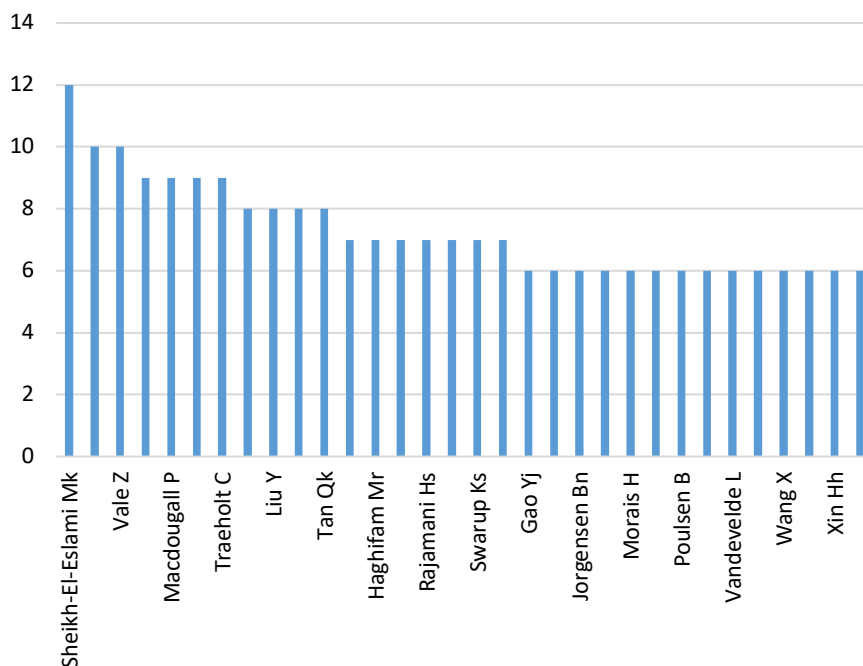
Figura 5 - Número de publicações por Periódico.



Fonte: Autor.

Também foram identificados os autores que mais publicaram trabalhos sobre VPPs. A Figura 6 lista os pesquisadores que têm publicado sobre o tema e o Quadro 1 relaciona os artigos mais citados.

Figura 6 - Autores com maior número de publicações



Fonte: Autor.

Quadro 1 - Publicações por número de citações

(continua)

| <b>Título</b>   | <b>Referências</b>                           | <b>Citações</b> |
|---|--|-----------------|
| Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm  | (RAHIMI; IPAKCHI, 2010)                      | 385             |
| Management and Control of Domestic Smart Grid Technology  | (MOLDERINK et al., 2010)                     | 279             |
| Microgrids and virtual power plants: Concepts to support the integration of distributed energy resources                                | (PUDJIANTO; RAMSAY; STRBAC, 2008)            | 279             |
| MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models   | (MANCARELLA, 2014)                           | 276             |
| A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management  | (RUIZ; COBELO; OYARZABAL, 2009)              | 274             |
| Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets-Part I: Problem Formulation            | (MASHHOUR; MOGHADDAS-TAFRESHI, 2011)         | 167             |
| Provision of Load Frequency Control by PHEVs, Controllable Loads, and a Cogeneration Unit   | (GALUS; KOCH; ANDERSSON, 2011)               | 165             |
| A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings                               | (RAZA; KHOSRAVI, 2015)                       | 117             |
| Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming  | (PANDŽIĆ et al., 2013)                       | 109             |
| Integrating private transport into renewable energy policy: The strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles | (ANDERSEN; MATHEWS; RASK, 2009)              | 108             |
| Optimized Thermal and Electrical Scheduling of a Large Scale Virtual Power Plant in the Presence of Energy Storages                     | (GIUNTOLI; POLI, 2013)                       | 95              |
| Microgrids in active network management-Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation    | (PALIZBAN; KAUHANIEMI; GUERRERO, 2014)       | 85              |
| Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method              | (PEIK-HERFEH; SEIFI; SHEIKH-EL-ESLAMI, 2013) | 79              |
| An Agent-Based Approach to Virtual Power Plants of Wind Power Generators and Electric Vehicles  | (VASIRANI et al., 2013)                      | 77              |
| A Multi-Agent System Architecture for Smart Grid Management and Forecasting of Energy Demand in Virtual Power Plants                    | (LLORET; VALENCIA, 2013)                     | 73              |

## Quadro 1 - Publicações por número de citações

(continua)

| <b>Título</b>   | <b>Referências</b>                              | <b>Citações</b> |
|---|---|-----------------|
| Virtual power plant mid-term dispatch optimization  | (PANDŽIĆ; KUZLE;<br>CAPUDER, 2013)              | 73              |
| Reliability Evaluation of Active Distribution Systems<br>Including Microgrids   | (BIE et al., 2012)                              | 73              |
| Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power<br>stations in island systems  | (PAPAEFTHYMIU;<br>PAPATHANASSIOU,<br>2014)      | 70              |
| Optimal Offering Strategy of a Virtual Power Plant: A<br>Stochastic Bi-Level Approach   | (KARDAKOS;<br>SIMOGLU;<br>BAKIRTZIS, 2016)      | 64              |
| A bi-level stochastic scheduling optimization model for a<br>virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy<br>storage system considering the uncertainty and demand<br>response | JU et al.( 2016b)                               | 53              |
| A Novel Demand Response Model with an Application for a<br>Virtual Power Plant  | (MNATSAKANYAN;<br>KENNEDY, 2015)                | 51              |
| Strategic Bidding for a Virtual Power Plant in the Day-Ahead<br>and Real-Time Markets: A Price-Taker Robust Optimization<br>Approach  | (RAHIMIYAN;<br>BARINGO, 2016)                   | 47              |
| Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based<br>virtual power plant  | (ZAMANI;<br>ZAKARIAZADEH;<br>JADID, 2016)       | 47              |
| Energy Internet: The business perspective   | (ZHOU; YANG; SHAO,<br>2016b)                    | 44              |
| A comprehensive review on microgrid and virtual power plant<br>concepts employed for distributed energy resources<br>scheduling in power systems  | (NOSRATABADI;<br>HOOSHMAND;<br>GHOLIPOUR, 2017) | 43              |
| Towards the next generation of smart grids: Semantic and<br>holonic multi-agent management of distributed energy<br>resources   | (HOWELL et al., 2017)                           | 37              |

Fonte: Autor.



### 2.3.2 Estudos e análise das funções objetivo

Nesta seção são analisados 18 estudos e artigos relacionados a operação da VPP, formulações matemáticas das funções objetivo, características, conclusões e comentários. Seguem as publicações relativas a este tema.

#### 1. ***Multi-objective operation management of a renewable micro-grid with back-up micro-turbine / fuel cell / battery hybrid power source*** (MOGHADDAM et al., 2011).

**Função Objetivo:** O problema é formulado como otimização multiobjetivo de restrição não-linear para minimizar simultaneamente o custo operacional total e a emissão de poluentes.

**Características:** Para melhorar o processo de otimização utiliza-se um algoritmo PSO (*particle swarm optimization*) híbrido baseado em um mecanismo CLS (*Chaotic Local Search*) e uma estrutura FSA (*Fuzzy Self Adaptive*). O algoritmo proposto é testado em uma micro-rede (MG) típico e seu desempenho mostrou-se ser superior se for comparado com os de outros algoritmos evolutivos como GA e PSO.

**Conclusão:** Os resultados numéricos indicam que o método proposto não só demonstra desempenho superior, mas também mostra estabilidade dinâmica e excelente convergência dos enxames. O método proposto também produz um conjunto verdadeiro e bem distribuído de soluções através do método de Pareto proporcionando às operadoras do sistema várias opções para selecionar um plano apropriado de despacho de energia de acordo com considerações ambientais ou econômicas.

**Comentário:** O artigo apresenta de maneira detalhada uma base de dados de entrada que foi utilizada para a simulação de testes do modelo desenvolvido nesta tese.

Na Equação (2.1), a função ( $f_1$ ) tem o objetivo de minimizar o custo operacional MOGHADDAM et al. (2011).

$$\begin{aligned}
Min f_1 \sum_{t=1}^T Cost^t &= \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{Ng} [u_i(t)P_{Gi}(t)B_{Gi}(t) + S_{Gi}|u_i(t) - u_i(t-1)|] \right. \\
&+ \sum_{j=1}^{Ns} [u_j(t)P_{Sj}(t)B_{Sj}(t) + S_{Sj}|u_j(t) - u_j(t-1)|] \\
&\left. + P_{Grid}(t)B_{Grid}(t) \right\} \quad (2.1)
\end{aligned}$$

onde

$u_i$ : status (on/off) da unidade  $i$  na hora  $t$ ;

$P_{Gi}$ : a potência ativa de saída do gerador  $i$  na hora  $t$ ;

$B_{Gi}$ : valor da oferta da fonte DG  $i$  na hora  $t$ ;

$S_{Gi}$ : os custos de ligar/desligar da unidade DG;

$S_{Sj}$ : custos de ligar/desligar o dispositivo de armazenamento  $j$ ;

$P_{Grid}$ : potência ativa comprada / vendida de / para a concessionária na hora  $t$ ,

$B_{Grid}$ : valor da oferta da concessionária na hora  $t$ .

Na função ( $f_2$ ), a Equação (2.2) tem o objetivo de minimizar a emissão de poluentes para redução dos impactos ambientais na atmosfera MOGHADDAM et al. (2011).

$$\begin{aligned}
Min f_2 \sum_{t=1}^T Emission^t &= \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{Ng} [u_i(t)P_{Gi}(t)E_{Gi}(t)] \right. \\
&+ \sum_{j=1}^{Ns} [u_j(t)P_{Sj}(t)E_{Sj}(t)] + P_{Grid}(t)E_{Grid}(t) \left. \right\} \quad (2.2)
\end{aligned}$$

Todos os parâmetros acima já foram definidos, enquanto  $E_{Gi}(t)$ ,  $E_{Sj}(t)$  e  $E_{Grid}(t)$  representam a quantidade de emissão de poluentes em  $kgMWh^{-1}$  para cada gerador,

dispositivo de armazenamento e para a rede na hora  $t$ , respectivamente. Estas variáveis de emissão são dadas por (2.3), (2.4) e (2.5).

$$E_{Gi}(t) = CO_{2DG_i}(t) + SO_{2DG_i}(t) + NO_{x_{DG_i}}(t) \quad (2.3)$$

$$E_{Sj}(t) = CO_{2Storage_j}(t) + SO_{2Storage_j}(t) + NO_{x_{Storage_j}}(t) \quad (2.4)$$

$$E_{Grid}(t) = CO_{2Grid}(t) + SO_{2Grid}(t) + NO_{x_{Grid}}(t) \quad (2.5)$$

Três poluentes estão envolvidos na função objetivo dada por (2.3), (2.4) e (2.5):  $CO_2$  (dióxido de carbono),  $SO_2$  (dióxido de enxofre) e  $NO_x$  (óxidos de nitrogênio).

## 2. *Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant (KASAEI; GANDOMKAR; NIKOUKAR, 2017).*

**Função Objetivo:** O objetivo da VPP é minimizar o custo operacional total, considerando o custo da perda de energia em um intervalo de tempo de 24h.

**Características:** Para resolver este problema foi utilizado um algoritmo competitivo imperialista (ICA) e um algoritmo de otimização de meta-heurística é proposto para determinar o gerenciamento ótimo de energia de um VPP com as fontes de energia renováveis (RES), armazenamento de energia em bateria e controle de carga.

**Conclusão:** Neste artigo, o método ICA é introduzido e aplicado para resolver o gerenciamento ótimo de RESs. Para investigar o desempenho do algoritmo proposto, três cenários diferentes foram propostos e coletados os resultados da simulação em cada cenário. Os resultados numéricos mostraram que o método de otimização proposto reduz bastante o custo da operação em comparação com os outros métodos.

**Comentário:** O autor trabalha com o método de estimativa (PEM) para modelar a incerteza do problema a ser investigado como sendo o mais adequado e direto, em que pese que existam três métodos principais.

A função apresentada na Equação (2.6) tem o objetivo de minimizar o custo operacional total KASAEI; GANDOMKAR; NIKOUKAR (2017).

$$\begin{aligned}
Min \sum_{t=1}^T Cost^t &= \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{Ng} [u_i(t)P_{Gi}(t)B_{Gi}(t) + S_{Gi}|u_i(t) - u_i(t-1)|] \right. \\
&+ \sum_{j=1}^{Ns} [u_j(t)P_{Sj}(t)B_{Sj}(t) + S_{Sj}|u_j(t) - u_j(t-1)|] \\
&\left. + P_{Grid}(t)B_{Grid}(t) - \Delta P(t) \times C_{\Delta P}(t) \right\} \tag{2.6}
\end{aligned}$$

$$\sum_{t=1}^T \Delta P(t) = \sum_{t=1}^T (P_{Original\ losses}(t) - P_{new\ Losses}(t)) \tag{2.7}$$

$$P_{perdas\ finais}(t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Nbr} R_i \times |I_i(t)|^2 \tag{2.8}$$

onde

$u_i$ : status (on/off) da unidade  $i$  na hora  $t$ ;

$P_{Gi}$ : a potência ativa de saída do gerador  $i$  na hora  $t$ ;

$B_{Gi}$ : valor da oferta da fonte DG  $i$  na hora  $t$ ;

$S_{Gi}$ : os custos de ligar/desligar da unidade DG;

$S_{Sj}$ : custos de ligar/desligar o dispositivo de armazenamento  $j$ ;

$P_{Grid}$ : potência ativa comprada / vendida de / para a concessionária na hora  $t$ ,

$B_{Grid}$ : valor da oferta da concessionária na hora  $t$ .

$\Delta P(t), C_{\Delta P}(t)$ : Representam a diferença entre as perdas originais e as novas perdas dos alimentadores e o custo na hora  $t$ ;

$R_i, I_i$ : Representam a resistência e a corrente reais do  $i$ -ésimo ramo.

A principal diferença da função objetivo de KASAEI; GANDOMKAR; NIKOUKAR (2017) Equação (2.6) e a função objetivo ( $f_1$ ) de MOGHADDAM et al. (2011) em Equação (2.1) é a inclusão das perdas.

**3. *Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices* (BAZIAR; KAVOUSI-FARD, 2013).**

**Função Objetivo:** Minimizar o custo operacional de uma MG pelo controle da produção local, bem como pelo relacionamento interativo com a rede. BAZIAR; KAVOUSI-FARD (2013) aplicaram em seu modelo a função objetivo baseado no modelo de MOGHADDAM et al. (2011) Equação (2.1).

**Características:** O artigo propõe uma nova estrutura probabilística baseada no método de estimativa de ponto de 2m (2m PEM) para considerar as incertezas no gerenciamento ótimo de energia das MGs incluindo diferentes incluindo vários tipos de RES como o WT, PV, MT e FC, bem como dispositivos de armazenamento. A estrutura probabilística proposta requer 2 milhões de execuções da estrutura determinística para considerar a incerteza de  $m$  variáveis incertas nos termos dos três primeiros momentos das funções de densidade de probabilidade relevantes. Portanto, a incerteza em relação ao erro de previsão de demanda de carga, mudanças de lance de grade e variações de potência de saída de WT e PV são consideradas concorrentemente. Utiliza o algoritmo de otimização adaptável com base no algoritmo *q-Particle Swarm Optimization* (q-PSO). O algoritmo q-PSO usa os vetores de ângulo de fase para atualizar a velocidade / posição das partículas, de modo que seja alcançada uma convergência mais rápida e estável.

**Conclusão:** Para investigar profundamente o problema do MG, a análise foi implementada por um intervalo de tempo de 24 horas por meio de dois cenários diferentes. Considerando o efeito de incerteza com várias restrições de igualdade e desigualdade em um intervalo de tempo de 24 horas, o problema de MG torna-se um problema de otimização complexo e não-linear que requer uma poderosa ferramenta de otimização para procurar a solução ótima. Consequentemente, um novo método de modificação auto adaptativa com base no algoritmo *q-PSO* foi introduzido para superar a deficiência dos algoritmos de otimização tradicionais. Os resultados da simulação mostram o desempenho satisfatório do método proposto tanto da otimização quanto considerando os efeitos da incerteza pontos de vista. O desempenho satisfatório do algoritmo *self adaptive modification method (SAM-q-PSO)* proposto foi demonstrado pela comparação com os outros métodos bem conhecidos na área.

Além disso, foi demonstrado que, usando a estrutura probabilística proposta, o desvio padrão da função objetivo de custo é reduzido em ambos os cenários, de modo que a solução ótima final seja mais confiável.

**Comentário:** As principais contribuições deste trabalho, são as seguintes: 1) A investigação do gerenciamento otimizado de operação do problema de MG renovável em um ambiente estocástico baseado em 2m PEM para reduzir a incerteza associada ao erro de previsão de demanda de carga, variações de lance de grade e variações de potência de saída WT e PV; 2) A introdução de uma nova modificação auto adaptativa técnica para o algoritmo q-PSO para melhorar a capacidade total do algoritmo em aplicações de otimização; 3) Investigando o gerenciamento ideal de algumas das fontes de energia renováveis mais conhecidas, como PV, WT, FC e MT, bem como dispositivos de armazenamento em um intervalo de tempo de 24 horas em 2 diferentes cenários; 4) Utilização do algoritmo q-PSO para resolver o gerenciamento de operação de MG renovável.

BAZIAR; KAVOUSI-FARD (2013) aplicou em seu modelo a função objetivo para minimizar o custo operacional baseado no modelo de MOGHADDAM et al. (2011) Equação (2.1).

#### 4. *A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response (JU et al., 2016b).*

**Função Objetivo:** esta função tem duas fases, a primeira fase é a maximização da receita da VPP para o planejamento da previsão do dia seguinte da usina de energia eólica (WPP) e PV. A segunda fase é a minimização da carga líquida e do custo de operação para o modelo de agendamento do dia seguinte é revisado com a saída real do WPP e PV.

**Características:** O artigo procura reduzir as incertezas da WPP e da PV na operação da VPP, introduzindo otimização robusta (ROT) no modelo de programação estocástico para VPP.

**Conclusão:** Os resultados ilustram que o modelo pode superar a influência da incerteza nas operações da VPP e reduzir o custo de escassez de energia do sistema conectando o agendamento do dia seguinte com o agendamento em tempo real. O ROT poderia fornecer uma ferramenta de decisão flexível para os tomadores de decisão resolvendo efetivamente as incertezas do sistema.

**Comentário:** Um cenário com geração é proposto para analisar e simular as saídas estocásticas com base no método do intervalo e na distância de Kantorovich. Um modelo de

escalonamento robusto de nível duplo é proposto com um coeficiente robusto duplo para WPP e PV.

No modelo de nível superior dada por (2.9) o WPP, o PV, o CGT e os ESSs da VPP são agendados com o resultado da previsão do dia seguinte. Para promover o desenvolvimento da VPP, foi definida a receita máxima da VPP como a função objetiva ideal para o plano de programação do dia-a-dia da VPP JU et al.( 2016b).

$$Max \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^k \gamma_k \left\{ \rho_{w,t} g_{w,t} + \rho_{PV,t} g_{PV,t} + (\rho_{ESS,t}^{dis} g_{ESS,t}^{dis} - \rho_{ESS,t}^{chr} g_{ESS,t}^{chr}) \right. \\ \left. + (\rho_{CGT,t} g_{CGT,t} - \pi_{CGT,t}^{pg} - \pi_{CGT,t}^{ss}) \right\} \quad (2.9)$$

No modelo de revisão de saída do ESS de JU et al.( 2016b) conforme Equação (2.10) a carga líquida mínima do sistema é considerada como função objetivo. O objetivo de otimização deste modelo é melhorar a conexão à rede do WPP e do PV ajustando a operação dos ESSs e da DR baseada em incentivos.

$$Min \left\{ -(g_{ESS,t}^{dis} - g_{ESS,t}^{chr}) - g_{PV,t} - g_{W,t} + (g_{ESS,t}^{dis} - g_{ESS,t}^{chr}) + g'_{PV,t} + g'_{W,t} - \Delta L_{IB,t} \right\} \quad (2.10)$$

onde

$g_{ESS,t}^{dis}$ : descarga do ESSs no tempo  $t$ ;

$g_{ESS,t}^{chr}$ : carga de ESSs no tempo  $t$ ;

$g_{PV,t}$ : saída de PV no tempo  $t$ ;

$g_{W,t}$ : saída de WPP no tempo  $t$ ;

$\Delta L_{IB,t}$ : capacidade de reserva fornecida pelos provedores DR

O modelo apresentado na Equação (2.11) tem objetivo de minimizar o custo de operação do sistema, pois o custo de implementação de DR afeta o sistema JU et al., (2016b).

$$Min \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S \gamma_s \left[ (\pi_t^{PB} + \pi_t^{IB}) + (\pi_{CGT,t}^{pg} + \pi_{CGT,t}^{ss}) + \rho_{GC,t} g_{GC,t} + \rho_{SP,t} g_{SP,t} \right] \quad (2.11)$$

onde

$\gamma_s$  : peso do cenário  $s$ ;

$\pi_t^{PB}$ : custo dos provedores de recursos de demanda participando de DR baseado em preço no tempo  $t$ ;

$\pi_t^{IB}$ : custo dos provedores de recursos de demanda participando de DR baseado em incentivos no tempo  $t$ ;

$\pi_{CGT,t}^{pg}$ : custo de geração de energia da turbina a gás no tempo  $t$ ;

$\pi_{CGT,t}^{ss}$ : custo liga/desliga da turbina a gás no tempo  $t$ ;

$\rho_{GC,t}$  : preço de compra de energia da empresa de geração;

$g_{GC,t}$ : potência de saída do sistema comprado geração;

$\rho_{SP,t}$  : penalidade custo da falta de energia;

$g_{SP,t}$  : quantidade de energia elétrica faltante.

**5. *Risk-based energy management of renewable-based micro-grid using information gap decision theory in the presence of peak load management (MEHDIZADEH; TAGHIZADEGAN; SALEHI, 2018).***

**Função Objetivo:** minimizar o custo de operação da MG conectada a rede.

**Características:** A operadora de MG tenta suprir a carga local com o menor custo utilizando fontes de energia alternativas que são MTs, PV, WT e ESS. Para comprar energia da rede a curva ideal da MG deve ser preparada para licitação. Portanto, o artigo propõe *information gap decision theory* (IGDT) para a estratégia de licitação de MG. O modelo estocástico proposto considera a modelagem de incerteza da carga local e a potência de saída dos RESs.

**Conclusão:** As curvas de oferta ótimas obtidas fornecem o preço de licitação e a potência para licitar o mercado do dia seguinte para comprar energia para o dia seguinte. Além disso, a taxa de tempo de uso do DRP é usada para reduzir o custo de energia de aquisição. Dois estudos de caso são usados para avaliar as influências do DRP para diminuir o custo operacional esperado de MG. No caso B, os efeitos do DRP no modelo estocástico proposto foram considerados.

**Comentário:** um agendamento de geração de curto prazo de MG é proposto no mercado do dia seguinte na presença de DRP sob incerteza. Além disso, as funções de robustez e oportunidade baseadas na abordagem IGDT são propostas para obter a estratégia ótima de licitação do MG. Ainda, na programação de geração de curto prazo baseada no IGDT proposta



o MG adquire a energia elétrica da rede a montante, onde é menor do que as tradicionais, especialmente na presença da abordagem IGDT proposta.

Na Equação (2.12) a função tem objetivo de minimizar o custo de operação da MG conectada a rede.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \lambda_t \times P_t^{\text{Grid}} + \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{N_s} \rho_s \times \sum_{j=1}^{N_j} \sum_{h=1}^{N_h} S_{j,h}^{\text{MT}} \times P_{j,h,t,s}^{\text{MT}} \quad (2.12)$$

onde

$C(\rho, \lambda)$ : função de custo de operação de MG (\$);

$\lambda_t$ : preço da energia elétrica da rede no tempo  $t$  (\$/MW h);

$P_t^{\text{Grid}}$ : energia importada da rede para MG no tempo  $t$  (MW);

$T$ : períodos de tempo,  $N_s$  é número total de cenários;

$N_h$ : número do grupo de geradores de microturbinas;

$S_{j,h}^{\text{MT}}$ : custo de operação relacionado ao grupo de geradores  $h$  da unidade  $j$ , de microturbinas (\$/MWh);

$P_{j,h,t,s}^{\text{MT}}$ : potência do grupo  $h$  da  $j$ -ésima unidade de micro-turbina no tempo  $t$  no cenário  $s$  (MWh).

**6. *Event-based scheduling of industrial technical virtual power plant considering wind and market prices stochastic behaviors - A case study in Iran (HOOSHMAND; NOSRATABADI; GHOLIPOUR, 2018).***

**Função Objetivo:** É a maximização do lucro para os *stakeholders* (grupos de interesses).

**Características:** A usina virtual técnica industrial é definida como uma unidade de programação contendo cargas e gerações localizadas em uma rede industrial. Uma estrutura abrangente é proposta para as condições normais e de contingências para várias usinas virtuais que participam de um mercado de curto prazo. Essa estrutura executa um agendamento de geração no dia seguinte e durante o dia selecionando os melhores programas de DR. Nesse contexto, as usinas eólicas e os preços do mercado de eletricidade diário e intradiário são considerados como parâmetros estocásticos. Um aspecto de gerenciamento de risco é percebido nos estágios propostos para as condições de contingência. Em seguida, algumas mudanças de elementos, como a mudança de carga sazonal e a interrupção de linha única, são treinadas no

sistema para credenciar a solução proposta na condição de contingência. Aqui, uma técnica apropriada é definida para representar o modelo e a solução propostos.

**Conclusão:** A atratividade dos programas de DR é revelada em redes industriais e o menor custo é imposto. Além disso, o percentual de melhoria de redução de carga pode ser obtido através da execução do agendamento proposto.

**Comentário:** Um aspecto de gerenciamento de risco é percebido nos estágios propostos para as condições de contingência. Mudanças de elementos, como a mudança de carga sazonal e a interrupção da linha, são treinadas no sistema para credenciar a solução proposta na condição de contingência. Porém, não é levado em conta aspectos úteis como questões ambientais, custo e produtividade. Para especificar a eficácia e eficiência da metodologia proposta, a rede modificada da Companhia de Energia Elétrica Regional de Isfahan, no Irã, foi utilizada para testar o método e avaliar alguns aspectos.

A Função dada em (2.13) tem objetivo de maximizar o lucro para os *stakeholders* (HOOSHMAND; NOSRATABADI; GHOLIPOUR, 2018).

$$Max \left( \sum_k Profit_{VPP_k} \right) = Max \left[ \sum_K (Income_{VPP_k} - Cost_{VPP_k}) \right] \quad (2.13)$$

A equação (2.14) apresenta em detalhe, conforme:

$$\begin{aligned}
[Income_{VPP} - Cost_{VPP}] &= Income_{DR} + Income_{DER} - Cost_{Load} - Cost_{DER} \\
&\quad - Cost_{Lshed} \\
&= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{sp=1}^{N_{sp}} \Upsilon_{sp} \sum_{\rho=1}^{N_\rho} \beta_\rho \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPPk}} \left[ \pi_{sp}(t) \times L_j^0(t) \right. \\
&\quad + \pi_p(t) \times [L_{jwp}(t) - L_j^0(t)] \times \left\{ 1 + \frac{L_{jwp}(t) - L_j^0(t)}{2\varepsilon_p^{LT}(t) - L_j^0(t)} \right\} \\
&\quad + \Gamma^n(t) \times IV(t) \times (L_{jwp}(t) - L_j^0(t)) \left. \right] \\
&\quad + \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{\rho=1}^{N_\rho} \beta_\rho \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{i=1}^{N_g^{VPPk}} [\pi_p(t) \times (P_{i,wp}(t) + P_{wp}^{WT}(t))] \\
&\quad - \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{\rho=1}^{N_\rho} \beta_\rho \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPPk}} [Cost_L(t) \times L_{jwp}(t) \\
&\quad + \Gamma^m(t) \times PV(t) \times \{CDR(t) - [L_j^0(t) - L_{jwp}(t)]\}] \\
&\quad - \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{sp=1}^{N_{sp}} \Upsilon_{sp} \sum_{\rho=1}^{N_\rho} \beta_\rho \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \left( \pi_{sp}(t) \times P_{wp}^{sp}(t) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{i=1}^{N_g^{VPPk}} [SUC_{iwp} + SDC_{iwp} + \lambda_i P_{iwp}(t) + \lambda_w P_{wp}^{WT}(t)] \right) \\
&\quad - \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{\rho=1}^{N_\rho} \beta_\rho \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPPk}} \zeta_j^{LT} \times VOLL \times L_{jwp}^{Shed}(t)
\end{aligned} \tag{2.14}$$

onde

$Income_{VPP}$ : a receita total consiste nos rendimentos obtidos de cargas DR ( $Income_{DR}$ ) e DERs ( $Income_{DER}$ ) em um VPP;

$Cost_{VPP}$ : o custo consiste nos custos impostos pelas cargas dos participantes ( $Cost_{Load}$ ), DERs ( $Cost_{DER}$ ) e redução de carga ( $Cost_{Lshed}$ ) na VPP.

$\pi_{sp}(t)$ : preço incerto do mercado intradiário;

$L_j^0(t)$ : carga da inicial;

$L_j(t)$ : alteração da carga da inicial;

$\Gamma(t)$ : razão de demanda para especificar os valores de incentivo e de penalização em cada hora de agendamento.

O modelo de escalonamento proposto neste caso é estocástico. São parâmetros incertos o comportamento da geração energia eólica, o preço de mercado do dia seguinte e o preço de mercado intradiário. A receita relacionada aos participantes dos programas de DR sob a VPP consiste na receita dada ao cliente na hora  $t$  para usar  $L(t)$  kWh de energia e a receita do cliente quando uma quantidade de incentivo é levada em conta para contribuir em um programa de DR é apresentada. A primeira parte da receita é obtida a partir da participação de um cliente em um mercado intradiário.

Na Equação (2.15), o fator  $\Gamma(t)$  é dado pela Equação (2.15):

$$\Gamma(t) = \frac{L_j^0(t)}{\text{Max}\{L_j^0(\tau)\}}, \quad \tau \in \{1, 2, \dots, N_t\} \quad (2.15)$$

$L_j^0(t)$  é definido conforme Equação (2.16):

$$L_j^0(t) = \varphi_T \eta_L L_{j(base)}^0(t) \quad (2.16)$$

onde

$\varphi_T$ : dígito entre 0 e 1 e seu maior valor significa mais tendência dos clientes em escolher a interrupção de consumo dos horários de pico para os horários fora de pico.

$\eta_L$ : define o valor máximo das demandas diferidas nos horários de pico.

$L_{j(base)}^0(t)$ : carga base inicial antes da implementação do programa DR.

$\varepsilon_p^{LT}(t)$  é dada por (2.17):

$$\varepsilon_p^{LT}(t) = \frac{\pi_p(t)}{L_j(t)} \times \frac{\partial L_j(t)}{\partial \pi_p(t)} = \frac{-a^{LT} \times \pi_p(t)}{-a^{LT} \times \pi_p(t) + b^{LT}} \quad (2.17)$$

onde

$\varepsilon$ : é a auto elasticidade e depende da incerteza de preço do mercado de eletricidade,

$a^{LT}$  e  $b^{LT}$  podem ser alterados considerando o tipo de carga industrial, comercial ou residencial.

O custo de carga interruptível para clientes que decidem participar de um programa de DR e, também, o custo definido como penalidade para aqueles que não se comprometem a cumprir as obrigações com base no valor contratado estão representados nas linhas 7 e 8 da Equação (2.14). A penalidade total é o termo especificado na linha 8 de (2.14) e o nível contratado para a hora  $t$  e o valor da penalidade para aquela hora são respectivamente anotados por  $CDR(t)$  e  $PV(t)$ .

**7. *Optimal energy management for cooperative micro-grids with renewable energy resources* (NGUYEN; LE, 2013).**

**Função Objetivo:** objetivo de minimizar o custo total de comercialização de energia elétrica, através de uma função multiobjetivo que busca alcançar um *trade off* eficiente entre o baixo custo de operação e o bom serviço de energia para os clientes.

**Características:** apresenta uma estrutura ótima de gerenciamento de energia para uma rede cooperativa de MGs heterogêneas onde a troca de energia entre MGs conectadas é permitida para explorar as flutuações de fontes e demandas de energia estocásticas. A função objetivo captura o custo total da troca de energia com a rede principal, os custos de partida e parada, o custo operacional dos DGs, o custo da carga de DR, os custos de multas por redução involuntária de carga e derramamento de energia renovável.

**Conclusão:** A eficácia da solução de gerenciamento de energia proposta é demonstrada por meio de resultados numéricos.

**Comentário:** Foi proposta a otimização estocástica de dois estágios baseada num cenário para lidar com as incertezas dos recursos de energia renovável e a demanda de carga no problema de planejamento de energia.

A função objetivo é dada por (2.18) (NGUYEN; LE, 2013).

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \sum_{t=1}^{NH} \sum_{i=1}^{NM} & \left( d_t a_{i,M} P_{i,t}^{grid} e_t + \sum_{k=1}^{NG_i} (SU_{k,i,t} + SD_{k,i,t}) \right) \\
 & + \sum_{s=1}^{NS} \rho_s \sum_{t=1}^{NH} \sum_{i=1}^{NM} \sum_{t=1}^{NG_i} C(P_{k,i,t}^s) \\
 & + \sum_{s=1}^{NS} \rho_s \sum_{t=1}^{NH} \sum_{i=1}^{NM} d_t (e_{i,t}^{r,1} r_{i,t} e_{i,t}^{r,2} r_{i,t}^s + V_{i,t}^{ll} P_{i,t}^{s,shed} + \omega_i V_t^w P_{i,t}^{s,ws} \\
 & + \rho v_i V_t^{PV} P_{i,t}^{s,pvs})
 \end{aligned} \tag{2.18}$$

onde

$d_t$ : duração do intervalo de tempo (h);

$a_{i,M}$ : variável binária é igual a 1 se houver uma conexão entre MG  $i$  e a rede principal;

$P_{i,t}^{grid}$ : quantidade de energia elétrica programada entre MG e a rede principal (kW);

$s$ : índice de cenário,  $s = 1, 2, \dots, NS$ ;

$SD_{k,i,t}$ : custo de desligamento do DG  $k$  na MG  $i$  (\$);

$SU_{k,i,t}$ : custo para iniciar o DG na MG  $k$  na MG  $i$  (\$);

$\rho_s$ : probabilidade do cenário  $s$ ;

$C$ : custo de produção de DG  $k$  em MG  $i$  (\$);

$P_{k,i,t}^S$ : geração de energia do DG  $k$  na MG  $i$ ;

$e_{i,t}^{r,1}$ : preço do DR para capacidade de carga (\$/kWh);

$r_{i,t}, r_{i,t}^S$ : oferta e realização da redução da carga de DR na MG  $i$  (kW);

$V_{i,t}^{ll}$ : valor da perda de carga na MG  $i$  (\$/kWh);

$P_{i,t}^{s,shed}$ : redução de carga em MG  $i$  (kW);

$\omega_i$ : variável de decisão para fonte de energia eólica;

$V_t^w$ : custo da energia eólica que não é usada devido a razões técnicas;

$P_{i,t}^{s,ws}$ : quantidade produzida de energia eólica que não é usada devido a razões técnicas;

$\rho v_i$ : '1' se houver uma fonte solar, '0', caso contrário;

$V_t^{PV}$ : custo da energia solar que não é usada devido a razões técnicas;

$P_{i,t}^{s,pvs}$ : quantidade produzida de energia solar que não é usada devido a razões técnicas.

## 8. *Optimal energy management of a rural micro-grid system using multi-objective optimization (ZHANG; SHARMA; HE, 2012).*

**Função Objetivo:** maximizar a produção de energia dos DERs e, ao mesmo tempo, minimizar o custo operacional diário do sistema.

**Características:** um modelo combinado de microrrede de trieração ou CCHP (*combined cooling, heat and power*) foi construído para melhorar a eficiência do sistema de utilização de energia e diminuir os problemas ambientais causados por resíduos animais com base na otimização multiobjetivo. Neste modelo, o esterco animal é usado para produzir biogás usado para alimentar motores de combustão interna (ICEs), caldeiras a gás e resfriadores de absorção. A eletricidade gerada compensaria a que seria comprada das redes principais. A

geração fotovoltaica é introduzida para aumentar ainda mais a fração renovável do conteúdo energético. O armazenamento elétrico também está incluído para equilibrar a demanda de energia e o fornecimento de energia. Para aumentar a eficiência do sistema de utilização de energia a água de refrigeração dos ICES, além de sua exaustão, poderia ser utilizada com base no armazenamento térmico modelado, através da inclusão de refrigerador de absorção e trocador de calor. A eletricidade gerada, além da demanda de carga, poderia ser usada para carregar o armazenamento da bateria. Desta forma, o custo energético é reduzido com a melhoria e reconfiguração do sistema de energia e os problemas ambientais circundantes devido a resíduos de animais também são diminuídos.

**Conclusão:** A partir dos resultados, ficou claro que a otimização multiobjetivo na minimização de custos operacionais diários e na maximização produção de energia funciona muito bem com base no modelo de microrrede testado que pode fornecer soluções ótimas tanto para o custo operacional diário quanto para a produção de energia do GD. Toda a metodologia é sistemática e, portanto, pode refletir com mais precisão a imagem real. O modelo de otimização da microrrede proposto também é aplicável em outros sistemas e implementado com carga diferente. Algumas incertezas, o processo de otimização é demorado e, às vezes, sensível. Desenvolver melhor os algoritmos para evitar esse tipo de problema.

**Comentário:** Os recursos de energia distribuída são integrados à rede elétrica existente, que pode desempenhar um papel vital no gerenciamento de energia com relação ao custo operacional e à produção de energia.

Na Equação (2.19) de ZHANG; SHARMA; HE (2012) a função objetivo de minimização do custo operacional do sistema (OC) em \$, inclui o custo de combustível de biogás (FC), (SSC) custos de arranque e parada dos motores de combustão interna, custo de operação e manutenção de equipamentos (OMC), e custo da energia elétrica comprada da rede (EBC).

$$\begin{aligned}
& \text{Min } \{FC + SSC + OMC + EBC\} \\
& = \left\{ \left( \sum_{t=1}^N \Delta T (F_t + F_{GB,t} + F_{ACC,t}) C_{Bio} \right) \right. \\
& \quad + \left( \sum_{t=1}^N \sum_{g=1}^M (v_{g,t} SU + w_{g,t} SD) \right) \\
& \quad + \left( \sum_{t=1}^N \Delta T (OM_{ICE} \sum_{g=1}^M P_{g,t} + OM_{GB} P_{GB,t} + OM_{ACC} P_{ACC,t} \right. \\
& \quad \left. \left. + OM_{AR} OM_{AR,t} \right) + \left( \sum_{t=1}^N \Delta T (C_{Grid} P_{grid,t}) \right) \right\} \quad (2.19)
\end{aligned}$$

A função objetivo é dada por (2.20) para maximizar a produção de energia (ZHANG; SHARMA; HE, 2012).

$$\text{Max } \sum_{t=1}^N \left\{ \sum_{g=1}^M P_g(t) + P_{PV} \right\} \Delta T \quad (2.20)$$

onde

$\Delta T$ : intervalo de tempo;

$C_{Bio}$ : custo do biogás em \$/L;

$F_{t,GB,ACC}$ : custo de gás em caldeira e resfriador para refrigeração em litros por hora;

$SU$  e  $SD$ : custo inicial e de desligamento, respectivamente;

$OM_{ICE,GB,ACC,AR}$ : custos de manutenção dos motores de combustão (ICE), (GB) caldeira a gás, refrigerador *chiller* (AC) e refrigerador de absorção (AR) em \$/kWh;

$P_{GB,ACC,AR,t}$ : potência de saída de GB, AC no tempo  $t$  em kW;

$F$ : gerador  $g$  de saída em kW no tempo  $t$ ;

$P_{PV}(t)$ : potência de saída DC dos módulos fotovoltaicos.

9. ***Meta-heuristic-based methods for multi-objective non-conflicting optimization of distribution networks operation (COROAMA et al., 2012).***



**Função Objetivo:** minimização de perdas de energia, minimização das emissões de gases de efeito estufa (GHG):

**Características:** o artigo aborda um problema de otimização multiobjetivo, não conflitante, que busca encontrar o carregamento de geradores locais (DG) e a estratégia DR mais apropriada aplicada a alguns clientes importantes na rede para, simultaneamente, otimizar duas funções objetivo. Um método combinado entre evolução diferencial (DE) e analítica. O processo de hierarquia (AHP) é usado para encontrar a solução que melhor atenda aos requisitos do tomador de decisão.

**Conclusão:** A partir dos resultados obtidos, pode-se dizer que, embora as duas funções objetivo tenham atribuído, por linha, o mesmo grau de importância, as soluções obtidas as funções objetivo não são simétricas, significando que no primeiro caso quando as emissões diminuem as perdas aumentam e, no caso II ambas estão diminuindo.

**Comentário:** O problema foi resolvido usando o método de Evolução Diferencial - Processo de Hierarquia Analítica (DE-AHP). Dois casos foram considerados dependendo da importância das funções objetivas. Para cada caso, quatro diferentes graus de importância foram considerados.

A função dada por (2.21) tem objetivo de minimização das perdas COROAMA et al. (2012).

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{b \in B} R_b I_{bt}^2 \quad (2.21)$$

onde

$R_b$ : resistência do ramo  $b$ ;

$I_{bt}$ : corrente no ramo  $b$  no tempo intervalo  $t$ ;

$T$ : tempo considerado para a otimização;

$B$ : número de ramos existentes na rede.

**10. *A Bi-level model for strategic bidding of virtual power plant in day-ahead and balancing Market* (SHAFIEKHANI; BADRI; KHAVARI, 2018).**

**Função Objetivo:** multiobjetivo. No primeiro nível maximização dos lucros das usinas virtuais, enquanto o segundo nível envolve a maximização do nível de bem-estar social.

**Características:** fornecer um método para uma estratégia de licitação de usina virtual otimizada, considerando rivais em um mercado *day-ahead*. Para este fim, um modelo de otimização matemática de dois níveis com restrições de equilíbrio é fornecido. O modelo de dois níveis é convertido em um modelo de programação linear mista inteira usando a teoria da dualidade e *Karush-Kuhn-Tucker* (KKT).

**Conclusão:** O modelo mencionado é testado na rede padrão IEEE 24-Bus, cujos resultados indicam sua eficácia

**Comentário:** As limitações na capacidade das linhas foram consideradas nas restrições, mantendo a energia transmitida através das linhas dentro dos limites de capacidade permitidos das linhas, evitando o congestionamento e os preços em todas as barras são os mesmos. Em vez da distribuição de carga CC, o modelo *Power Transfer Distribution Factor* (PTDF) é usado de acordo com a relação entre a energia injetável ao barramento e a transmissão de energia através das linhas.

A função dada por (2.22) tem o objetivo de maximizar o nível de bem-estar social de acordo com SHAFIEKHANI; BADRI; KHAVARI (2018).

$$\text{Min} \sum_{\omega} \pi_{\omega} \left[ \sum_{g,b,t} \lambda_{(g,b,t)}^{VPP} P_{(g,b,t,\omega)}^{VPP} \right] + \sum_{r,b,t} \lambda_{(r,b,t)}^R P_{(r,b,t)}^R - \sum_{d,b,t} \lambda_{(d,b,t)}^D P_{(d,b,t,\omega)}^D \quad (2.22)$$

onde

$\lambda_{(g,b,t)}^{VPP}$ : preço propostos da usina virtual;

$t$  representa o tempo;

$b$  indica as etapas;

$g$  representa a unidade de geração;

$P_{(g,b,t,\omega)}^{VPP}$  : produção do passo  $b$  da unidade geração  $g$  no tempo  $t$  cenário  $\omega$  da usina elétrica virtual;

$\lambda_{(r,b,t)}^R$  e  $P_{(r,b,t)}^R$ : respectivamente, representam o preço e a capacidade dos competidores no tempo  $t$ , etapa  $b$  e o concorrente  $r$ ;

$\lambda_{(d,b,t)}^D$  : preço proposto da carga  $d$  no tempo  $t$  e no passo  $b$ ;

$P_{(d,b,t,\omega)}^D$  : capacidade sugerida da carga  $d$  no tempo  $t$  passo  $b$ .

## 11. *Optimal energy trading for building micro-grid with electric vehicles and renewable energy resources* (NGUYEN; LE, 2014)

**Função Objetivo:** uma função multiobjetivo é utilizada para equilibrar o *tradeoff* entre maximizar a receita de MG e minimizar o custo operacional de MG.

**Características:** Neste artigo, foi estudado uma oferta ótima de energia e o problema de agendamento para uma MG que consiste de geradores distribuídos (DGs), unidades de armazenamento de baterias, estações de recarga para veículos elétricos (EVs), carga local de MG e fontes de energia renováveis (RES). A proposta é utilizar os EVs como uma instalação dinâmica de armazenamento de energia, acomodando a variabilidade das RESs em um modelo econômico realista para o mercado de eletricidade.

**Conclusão:** Resultados numéricos confirmam a efetividade do *framework* de otimização proposto no aumento da eficiência operacional do MG, reduzindo os recursos energéticos renováveis em comparação com o esquema convencional e a flexibilidade do *framework* proposto no balanceamento de diferentes objetivos do projeto.

**Comentário:** O problema de agendamento e oferta de energia é formulado como um problema de programação estocástica de dois estágios, considerando as incertezas de RESs e o preço da energia elétrica. É importante ressaltar que métricas de penalidade apropriadas, que captam o derramamento de carga involuntário, a redução de energia renovável e o desvio de lance, são integradas à função objetivo.

A função dada em (2.23) tem o objetivo de minimizar o custo operacional de MG inclui o custo da troca de energia no mercado, os custos de partida/desligamento, custos de funcionamento das DG, penalidade por desvio de oferta, redução da energia renovável e redução da carga involuntária.

$$\begin{aligned}
Min \sum_{i=1}^{NG} \sum_{t=1}^{NH} (SU_{i,t} + SD_{i,t}) &+ \sum_{\delta=1}^{NS} \rho_s \sum_{i=1}^{NG} \sum_{t=1}^{NH} C(P_{i,t}^s) \\
&+ \sum_{s=1}^{NS} \rho_s \sum_{t=1}^{NH} \Delta T \left\{ P_t e_t^{s,DA} + (P_t^s - P_t) e_t^{s,RT} + \psi |P_t^s - P_t| \right. \\
&\left. + V_t^W \sum_{\omega=1}^{NW} P_{\omega,t}^{s,WS} + V_t^{PV} \sum_{p=1}^{NP} P_{p,t}^{s,pvs} + V_t^{LL} L S_t^s \right\} \tag{2.23}
\end{aligned}$$

onde

$SU_{i,t}$ : custo iniciar a DG  $i$  no tempo  $t$  em (\$);

$SD_{i,t}$ : custo desligar a DG  $i$  no tempo  $t$  em (\$);

$\rho_s$ : probabilidade do cenário  $s$ ;

$P_{i,t}^S$  é geração de energia  $i$  (kW) da DG;

$\Delta T$ : duração do intervalo de tempo (h);

$P_t$ : oferta horária do dia seguinte (kW);

$e_t^{s,DA}$ : preço da energia elétrica do dia seguinte no tempo  $t$  no cenário  $s$  (\$/kWh);

$P_t^S$ : entrega real de energia no cenário  $s$  (kW) no momento  $t$ ;

$e_t^{s,RT}$ : preço em tempo real no cenário  $s$  (\$ / kWh) em tempo  $t$ ;

$\psi$ : custo da penalidade por desvio de oferta (\$ / kWh);

$V_t^W V_t^{PV}$ : custo do contingenciamento de energia (\$/kWh) da fonte solar e eólica  $w$  (kW);

$P_{p,t}^{s,pvs}$ : quantidade de contingenciamento de PV  $p$  (kW),

$V_t^{LL}$ : valor da carga perdida (\$/kWh);

$LS_t^S$ : corte de carga involuntário realizado (kW),

$P_t^S - P_t$ : troca de energia a todo momento para equilibrar o mercado.

## 12. *The design of a risk-hedging tool for virtual power plants via robust optimization approach* (SHABANZADEH; SHEIKH-EL-ESLAMI; HAGHIFAM, 2015).

**Função Objetivo:** Maximização do lucro da VPP, à luz da estratégia de gerenciamento de risco.

**Características:** O artigo apresenta uma ferramenta de tomada de decisão baseada em otimização robusta para o auto planejamento diário e semanal da VPP no ambiente incerteza do mercado. Um modelo de programação linear inteira mista (MILP) baseado em uma abordagem de otimização robusta é proposto para permitir a tomada de decisão informada sob diferentes níveis de incerteza.

**Conclusão:** A ferramenta de *hedge* de risco proposta garante a obtenção de um nível mínimo de lucro crítico e cumprimento de contratos bilaterais para os VPPs desde que os preços de mercado sejam desviados para uma região de confiança. A vantagem dessa abordagem é sua flexibilidade na precisão da solução e a carga computacional, sendo ambas controladas pelo parâmetro de controle robusto usado.

**Comentário:** O recurso flexível embutido nesta ferramenta com relação à precisão da solução e à carga computacional é vantajoso para a VPP.

A função objetivo de maximização dada por (2.24) é uma função de lucro global computada pelas receitas esperadas menos os custos operacionais incorridos para um determinado período. O primeiro termo de receita é a receita da venda de energia para os

clientes. O segundo termo de receita é a receita/custo de vender/comprar o excesso/produção deficitária das unidades de coalizão, se houver, de/para o mercado do dia seguinte nos pontos *upstream*. De fato, em condições de geração de déficit, o mercado atacadista é uma alternativa para ajudar a VPP a suprir a carga de seus clientes.

$$\begin{aligned}
 \text{Max} \sum_{t=1}^T & \left( P_t^D \times \lambda_t^{DG,charge} + \sum_{k \in GSP} P_{kt}^{Upstream} \times \lambda_{kt}^{LMP} \right) \\
 & - \sum_{i \in DG} (P_{it}^{DG} \times \lambda_i^{DG,cost} + y_i^{DG,start} \times \lambda_i^{DG,startcost} \\
 & + Z_{it}^{DG,shut} \times \lambda_i^{DG,shutcost}) - \sum_{j \in SG} (P_{jt}^{SG} \times \lambda_j^{SG,cost} - P_t^{FL} \times \lambda_t^{FL,cost}) \quad (2.24)
 \end{aligned}$$

13. *Stochastic profit-based scheduling of industrial virtual power plant using the best demand response strategy* (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2016).

**Função Objetivo:** Maximizar o lucro da VPP.

**Características:** O artigo foca a VPP Industrial e seu gerenciamento, para a participação em um mercado elétrico de curto prazo. Foi proposto uma formulação estocástica no planejamento de energia da VPP e utilizado Programação Não-Linear Inteira Mista (MINLP) para determinar a formulação proposta. Também foi considerado o IEEE Sistema de Teste de Confiabilidade (IEEE-RTS) para validação de desempenho do método.

**Conclusão:** Os resultados obtidos mostram que a modelagem proposta pode ser uma maneira apropriada de ter acesso ao lucro máximo para a VPP com diferentes planos DR, a fim de evitar altas perdas de carga, o que pode levar a um menor custo de rejeição de carga para operadores de uma VPP industrial.

**Comentário:** Introduzindo os programas de DR e usando a modelagem proposta o operador pode selecionar o melhor programa de DR para cada VPP em um procedimento de agendamento.

O objetivo de maximizar o lucro para os VPPs é mostrado em na Equação (2.25) e detalhada (2.26), definido pela receita total menos o custo total para o  $k^{th}$  VPP. A receita total inclui as receitas das cargas de resposta de demanda (DRLs) e DGs em uma VPP e o custo total

inclui os custos das cargas dos participantes, custos da DGs e custos de redução de carga em um VPP (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2016).

$$\text{Max} \left( \sum_k \text{Profit}_{VPP_k} \right) = \text{Max} \left[ \sum_K (\text{Income}_{VPP_k} - \text{Cost}_{VPP_k}) \right] \quad (2.25)$$

$$[\text{Income}_{VPP} - \text{Cost}_{VPP}] = \text{Income}_{DRLs} + \text{Income}_{DGs} - \text{Cost}_{Loads} - \text{Cost}_{DGs} - \text{Cost}_{Lshed} \quad (2.26)$$

onde

$\text{Income}_{DRLs}$  é a receita da DRLs. Em (2.27), a receita da DRLs é inserida em um VPP. Isso inclui a receita do cliente durante a hora  $t^{th}$  para o uso de  $L(t)$  kWh de eletricidade e a receita do cliente quando se considera que um valor de incentivo contribui para um programa de DRL.

$$\begin{aligned} \text{Income}_{DRLs} &= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{sp=1}^{N_{sp}} \gamma_{sp} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPP_k}} \left[ \text{Rev} \left( L_{jwpsp}(t) \right) \right. \\ &\quad \left. + \text{Rev} \left( \Delta L_{jwp}(t) \right) \right] \\ &= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{sp=1}^{N_{sp}} \gamma_{sp} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPP_k}} \left[ \text{Rev} \left( L_{jwpsp}(t) \right) \right. \\ &\quad \left. + \Gamma^n(t) \times IV(t) \times (L_{jwp}(t) - L_j^0(t)) \right] \\ &= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{sp=1}^{N_{sp}} \gamma_{sp} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPP_k}} \left[ \pi_{sp}(t) \times L_j^0(t) \right. \\ &\quad \left. + \pi_p(t) \times [L_{jwp}(t) - L_j^0(t)] \times \left\{ 1 + \frac{L_{jwp}(t) - L_j^0(t)}{2\varepsilon_p^{LT}(t) \times L_j^0(t)} \right\} \right. \\ &\quad \left. + \Gamma^n(t) \times IV(t) \times (L_{jwp}(t) - L_j^0(t)) \right] \quad (2.27) \end{aligned}$$

$\text{Income}_{DGs}$  é a receita das DGs. A receita das DGs inclui os geradores convencionais e a energia eólica é considerada da seguinte forma dada por (2.28):

$$\begin{aligned}
Income_{DGs} &= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{i=1}^{N_g^{VPPk}} [Rev_{wp}(P_i(t))] \\
&= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{i=1}^{N_g^{VPPk}} [\pi_p(t) \times (P_{iwp}(t) + P_{wp}^{WT}(t))] \quad (2.28)
\end{aligned}$$

$Cost_{Loads}$  é o custo das cargas.

Em (2.29) é apresentado o custo de cargas interrompíveis e o custo de penalidade para os clientes que decidirem contribuir para um programa de DRL e não se sentirem obrigados aos compromissos de acordo com o contrato.

$$\begin{aligned}
Cost_{Loads} &= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPPk}} [Cost_L(t) \times L_{jwp}(t) + Penalty_{wp}(\Delta L_j(t))] \\
&= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPPk}} [Cost_L(t) \times L_{jwp}(t) \\
&\quad + \Gamma^m(t) \times PV(t) \times \{CDR(t) - [L_j^0(t) - L_{jwp}(t)]\}] \quad (2.29)
\end{aligned}$$

$Cost_{DGs}$  é o custo das DGs. Os custos da energia comprada do mercado *spot*, a inicialização e o desligamento de geradores convencionais, bem como a energia gerada a partir de geradores convencionais e turbinas eólicas são considerados em (2.30).

$$\begin{aligned}
Cost_{DGs} &= \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{sp=1}^{N_{sp}} \gamma_{sp} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \left( SPP_{wpsp}(t) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{i=1}^{N_g^{VPPk}} [SUC_{iwp} + SDC_{iwp}(t) + \lambda_i P_{iwp}(t) \lambda_w P_{wp}^{WT}(t)] \right) \quad (2.30)
\end{aligned}$$

$Cost_{Lshed}$  é o custo de redução de carga conforme Equação (2.31). Neste segmento de custos, o valor da carga perdida varia para diferentes tipos de carga (residencial, comercial e industrial), o que significa que um fator  $f$  pode ser considerado como tendo valores diferentes para diferentes tipos de carga.

$$Cost_{Lshed} = \sum_{t=1}^{N_t} \sum_{p=1}^{N_p} \beta_p \sum_{w=1}^{N_w} \alpha_w \sum_{j=1}^{N_j^{VPPk}} \zeta_j^{LT} \times VOLL \times L_{jwp}^{Shed}(t) \quad (2.31)$$

**14. *Multi-objective stochastic scheduling optimization model for connecting a virtual power plant to wind-photovoltaic-electric vehicles considering uncertainties and demand response (JU et al., 2016a).***

**Função Objetivo:** Um modelo de escalonamento estocástico é proposto para a usina virtual, considerando incertezas sob três funções objetivo: minimizar o custo de compensação; minimização do custo da energia perdida; maximização da receita da VPP.

**Características:** Um método estocástico *chance-constrained* é aplicado para construir um modelo de otimização multiobjetivo para o planejamento de usinas virtuais.

**Conclusão:** Os resultados da simulação demonstram que, ao considerar incertezas, o sistema reduzirá a conexão à rede da usina eólica e a energia fotovoltaica para diminuir o custo da punição por escassez de energia. A redução média do custo de punição de escassez de energia do sistema e a receita de operação da usina virtual são 61,5% e 1,76%, respectivamente, enquanto o aumento médio do custo de energia perdida do sistema é de 40,4%.

**Comentário:** É proposto um algoritmo de solução inteligente híbrida de três estágios, caracterizando o algoritmo de otimização de enxame de partículas, o método de ponderação baseado em entropia e lógica *fuzzy*. O algoritmo proposto calcula rapidamente um conjunto ótimo global. O método de *chance-constrained* é uma das principais abordagens para resolver problemas de otimização sob várias incertezas.

DR pode suavizar a curva de demanda de carga e fornecer mais espaço de conexão à rede para a VPP, mas o DR também influencia a renda do sistema. No artigo, considera-se o custo de falta de energia e o custo de implementação de DR como o custo de compensação do sistema e considera-se o custo mínimo de compensação do sistema como a função objetivo dado por (2.32).



$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min } \bar{f}_1 \\ \text{s. t.} \quad \text{Pr}\{f_1 \leq \bar{f}_1\} \geq \alpha_1 \\ \\ f_1 = \sum_{t=1}^T [(C_t^P + C_t^I) + \rho_s \Delta L_{s,t}] \end{array} \right. \quad (2.32)$$

O nível de confiança  $\alpha_1$  é utilizado para restringir a probabilidade de o valor da função objetivo ser inferior ao valor mínimo. Quando  $\alpha_1$  é igual a 1, o sistema deve realizar o agendamento de otimização da operação da VPP. Os tomadores de decisão esperam que o grau de otimização da função objetivo seja melhor quando  $\alpha_1$  é maior. Então, para maximizar o benefício de economia de energia da operação da VPP o custo mínimo de energia abandonado da VPP deve ser tomado como outra função objetiva dada por (2.33). A energia abandonada inclui principalmente a energia eólica abandonada e a energia fotovoltaica abandonada.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min } \bar{f}_2 \\ \text{s. t.} \quad \text{Pr}\{f_2 \leq \bar{f}_2\} \geq \alpha_2 \\ \\ f_2 = \sum_{t=1}^T [\rho_w (g_{w,t} - g_w^*) + \rho_{PV} (g_{pv,t} - g_{PV,t}^*)] \end{array} \right. \quad (2.33)$$

A Equação (2.34) apresenta a função objetivo de maximização da receita da operação VPP, incluindo as receitas de geração do WPP, PV, EVG e CPP.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Max } \bar{f}_3 \\ \text{s. t.} \quad \text{Pr}\{f_3 \leq \bar{f}_3\} \geq \alpha_3 \\ \\ f_3 = \sum_{t=1}^T [\pi_{W,t} + \pi_{PV,t} + \pi_{EV,t} + \pi_{CPP,t}] \\ \pi_{W,t} = \rho_{W,t} g_{W,t} \\ \pi_{PV,t} = \rho_{PV,t} g_{PV,t} \\ \pi_{EV,t} = N_t^{dis} \rho_{EV,t}^{dis} g_{EV,t}^{dis} - N_t^{chr} \rho_{EV,t}^{chr} g_{EV,t}^{chr} \\ \pi_{CPP,t} = \left\{ \begin{array}{l} \rho_{CPP,t} g_{CPP,t} - [a_{CPP} + b_{CPP} g_{CPP,t} + c_{CPP} (g_{CPP,t})^2] \\ - [u_{CPP,t} (1 - u_{CPP,t-1})] D_{CPP,t} \end{array} \right\} \\ D_{CPP,t} = \left\{ \begin{array}{l} N_{CPP}^{hot}, T_{CPP}^{min} < T_{CPP,t}^{off} \leq T_{CPP}^{min} + T_{CPP}^{cold} \\ N_{CPP}^{cold}, T_{CPP,t}^{off} > T_{CPP}^{min} + T_{CPP}^{cold} \end{array} \right\} \end{array} \right. \quad (2.34)$$

15. *Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response (TAN et al., 2017).*

**Função Objetivo:** Maximização do lucro da VPP, resultado da receita menos os custos de operação da VPP.

**Características:** Um modelo de programação de aversão ao risco é proposto com objetivo CVaR mínimo, considerando a receita máxima da operação.

**Conclusão:** Os resultados mostram que: (1) a DR baseada em preço poderia realizar a mudança de carga de pico, as ESSs e o DR poderiam aumentar a receita da operação. (2) O Limite  $\alpha$  reflete a atitude de risco do tomador de decisão, que tem alto risco de ganhar o excesso de receita com baixo  $\alpha$ . (3) No período de pico, o tomador de decisão reduziria o WPP e o PV para evitar a perda de escassez de energia. Caso contrário, o WPP e o PV seriam priorizados já que a capacidade de reserva do sistema é suficiente. (4) Quando  $0,85 \leq 0,95$ , a inclinação decrescente do valor de CVaR é grande, o tomador de decisão é sensível ao risco. Quando  $\beta \geq 0,95$ , o esquema de escalonamento VPP atinge a mais conservadora, a receita líquida e o valor CVaR são 8 8995,34 e 1818834.

**Comentário:** O método de amostragem por hipercubo latino e a distância de Kantorovich são introduzidos no método de análise de incertezas. O sistema de barramento IEEE30 é usado como sistema de simulação.

16. *A Virtual Power Plant Architecture for the Demand-Side Management of Smart Prosumers (PASETTI; RINALDI; MANERBA, 2018).*

**Função Objetivo:** Minimização do custo total da VPP e, simultaneamente, a maximização dos níveis de conforto do prosumidor formulado como um problema de MILP.

**Características:** Arquitetura da VPP para o gerenciamento de DERs pertencentes a prosumidores que participam de programas de DSM. Na arquitetura VPP proposta, o domínio físico supervisionado é limitado a usuários únicos, ou seja, a pontos de entrega (PODs) únicos da rede de distribuição. Os esquemas de DR considerados variam de DRs baseados em preço a DRs baseados em eventos, cobrindo tanto as funções operacionais normais quanto as solicitações de controle de emergência aplicadas em redes de distribuição modernas.

**Conclusão:** A estrutura do Sistema de Gerenciamento de Energia da VPP foi descrita definindo as funções de seus dois principais componentes, a Unidade de Geração de Perfil (PGU) e a Unidade de Programação Otimizada (OSU - *Optimal Scheduling Unit*). O ponto de

trabalho ideal da VPP é calculado pelo OSU selecionando as opções desejadas de todos os perfis de energia disponíveis fornecidos pelo PGU. A solução permite uma formulação generalizada do problema de otimização, transferindo a complexidade do cálculo de perfis de energia viáveis ou esperada para algoritmos independentes hospedados pelo PGU.

**Comentário:** O modelo é capaz de calcular o agendamento ideal dos ativos de um prosumidor considerando as solicitações de DR e os requisitos dos usuários finais em termos de níveis de conforto. A arquitetura da VPP baseia-se em uma abordagem orientada a serviços, na qual vários agentes cooperam para implementar o gerenciamento ideal dos ativos dos prosumidores, considerando, também, diferentes formas de solicitações de DR. Três sistemas automatizados e inteligentes foram introduzidos, a saber: o *Energy Information System* (EIS) que é o núcleo do sistema de informações da VPP, o *Energy Management System* (EMS) responsável pelo planejamento operacional ótimo da VPP e, o Controlador Automatizado do DER (DER-AC) projetado para o controle de supervisão de todos os DERs virtualizados, oferecendo capacidade avançada de controle em tempo real e serviços auxiliares. Quatro formas diferentes de solicitações de DR foram consideradas: DRs baseados em preços, lances de redução, DRs baseados em incentivos e DRs baseados em eventos, cobrindo as funções operacionais normais e as solicitações de demanda baseadas em emergência.

#### 17. *An Adaptive Importance Sampling Method for Spinning Reserve Risk Evaluation of Generating Systems Incorporating Virtual Power Plants* (WANG, 2018).

**Função Objetivo:** O método de Monte Carlo da cadeia de Markov é empregado para treinar a densidade da proposta, para Maximização do lucro da VPP.

**Características:** O método proposto é baseado no método padrão de entropia cruzada (CE) que introduz uma transformação matemática visando desviar avaliações de índices de risco personalizados para um problema genérico de estimativa de probabilidade de eventos raros.

**Conclusão:** A eficácia do método proposto é testada em um sistema de geração de RTS-96 modificado, emulando um portfólio de fontes de geração convencionais e renováveis modeladas como VPPs. O algoritmo proposto é superior na estrutura genérica que lida com distribuições de probabilidade mistas contínuas/discretas descrevendo naturezas de poder aleatório de vários recursos de reserva de *spinning*, ainda, na estimativa da eficiência de tipos de índices de risco capturando eventos raros de risco no contexto de estudos de reserva de fiação de curto prazo.

**Comentário:** Apresenta um método de amostragem de importância adaptativa para avaliar índices específicos em termos de unidade estocástica de curto prazo, falhas e flutuação da VPPs.

**18. *Multicriteria decision making for resource management in renewable energy assisted micro-grids* (NAZ et al., 2017).**

**Função Objetivo:** O artigo apresenta várias formulações matemáticas utilizadas com diferentes objetivos para os diversos tipos de problemas de otimização relacionados ao planejamento e operação de MGs.

**Características:** Investiga diferentes métodos de otimização aplicados ao planejamento e operação de SG. Também classifica os tipos de otimização utilizados para resolver vários problemas relacionados ao gerenciamento de SGs.

**Conclusão:** Apresentou uma revisão atualizada da tomada de decisão multicritério para alocação de recursos em SG com energia renovável. Foram analisados diferentes tipos de técnicas de otimização e algoritmos de solução que são utilizados para a criação de decisões multicritério para alocação de recursos em SGs.

**Comentário:** O artigo pode ser utilizado como base para pesquisas na área da tomada de decisões tendo em vista a complexidade da área.

## 2.4 COMPONENTES DE UMA VPP

A VPP consiste em três componentes principais, recursos energéticos distribuídos, sistemas de armazenamento de energia e tecnologias de informação (OTHMAN; HEGAZY; ABDELAZIZ, 2015).

### 2.4.1 Recursos energéticos distribuídos

Os recursos energéticos distribuídos (DERs) são fontes de energia com elementos geradores ou armazenadores de eletricidade ligados a rede elétrica com capacidade limitada, mas com maior flexibilidade. Como exemplo, citam-se as pilhas de células a combustível, as fontes eólicas e os painéis fotovoltaicos. Muitas vezes os DER optam por não participar nos mercados energéticos com receio das multas existentes por falha de fornecimento de energia uma vez que a sua produção é sujeita a alta imprevisibilidade. Por isso, os DER optam por vender a sua produção a preços fixos. Os DER podem ser geradores distribuídos ou controláveis

cargas ligadas à rede. As DGs das instalações da VPP podem ser classificadas (PATRÍCIO, 2013):

a) Tipo de fonte da energia primária: de acordo com o tipo de fonte da energia primária, as DGs podem ser classificadas em duas categorias:

- Geradores que utilizam fontes de energia renováveis (RES) (como geradores eólicos, sistemas fotovoltaicos, sistemas solares térmicos e pequenas hidrelétricas).
- Geradores que não utilizam fontes de energia renováveis (geradores a diesel, turbinas a gás).

b) Capacidade das unidades DG: de acordo com as capacidades das DG, elas podem ser de duas categorias:

- DG de pequena capacidade que devem estar ligadas a VPP para ter acesso ao mercado da eletricidade ou, elas poderiam ser conectadas em conjunto com cargas controláveis para formar MGs que podem ou não participar na VPP com base em suas capacidades.
- DGs de médio e grande porte que podem participar individualmente no mercado de eletricidade e podem optar por estar conectadas a VPP para obter uma receita ótima e estável.

c) Propriedade das unidades DG: as DGs dentro das instalações da VPP podem ser:

- DGs residenciais, comerciais e industriais usadas para fornecer parte / toda sua carga em suas próprias instalações. Elas podem ser referidas como DGs Domésticas (DDG).
- DGs de utilidade pública que são usadas para suportar a escassez de suprimento de rede principal. Elas podem ser chamadas DGs Públicas (PDG).
- DG comerciais de propriedade de empresas que pretendem obter lucros com a venda de energia à rede. Podem ser nomeadas DGs Produtoras Independentes de Energia (IPPDG).

d) Natureza operacional das DG: a DG de natureza operacional pode ser classificada em dois casos:

- Natureza estocástica: No caso de unidades de DG por eólicas e fotovoltaicas, a potência de saída não é controlável, pois depende de um recurso de entrada variável. Para superar esta natureza este tipo de DG deve ser equipado com armazenamento de bateria a fim de ser capaz de controlar a potência de saída.

- Outras tecnologias da DG, tais como FCs e microturbinas, têm uma natureza operativa “*dispatchable*”. Elas são capazes de variar sua operação rapidamente. Por conseguinte, em geral, a VPP deve incluir cargas controláveis, elementos de armazenamento de energia (ESE) e DG despacháveis, a fim de compensar a vulnerabilidade do tipo de natureza estocástica-DG.

#### **2.4.2 Sistema de armazenamento de energia**

O sistema de armazenamento de energia (ESS) e os seus elementos desempenham um papel fundamental entre a geração e a demanda, especialmente na presença de geração estocástica. Os ESSs podem armazená-la durante períodos fora de ponta e alimentá-la durante os períodos de ponta. Também podem otimizar a redistribuição da potência de saída das turbinas eólicas e matrizes fotovoltaicas ao longo do dia. Uma das principais características de uma arquitetura VPP são os ESS, sendo classificados de acordo com suas aplicações que podem ser o fornecimento de potência ou da energia (LOMBARDI et al., 2011):

- Classe de fornecimento de energia inclui: - armazenamento de energia hidráulica (HPES) - armazenamento de energia com ar comprimido (CAES)
- A classe da fonte de alimentação inclui: - armazenamento de energia por volante de inércia (FWES) - armazenamento de energia magnética do condutor superior (SMES) e supercapacitores.

##### *2.4.2.1 Veículos elétricos*

Os veículos elétricos se encaixam como uma classe especial dos ESS dada a sua característica de armazenar energia em baterias e permitir a injeção desta energia de volta para a rede em momentos de necessidade somente quando autorizado pelo consumidor para não comprometer sua utilização como meio de transporte. Existem três tipos de veículos elétricos classificados pelo grau em que a eletricidade é usada como fonte de energia. Os BEVs ou veículos elétricos a baterias; os PHEVs que são os veículos elétricos híbridos plug-in e os HEVs que são os veículos elétricos híbridos (EVGO, 2019).

Os veículos totalmente elétricos recebem eletricidade conectando-se a rede e armazenando-a em baterias e veículos elétricos com células a combustível (FCEVs)(ENERGY, 2019). Para a presente pesquisa o estudo utilizou os veículos elétricos a bateria (BEVs) como possíveis dispositivos para armazenamento de carga.

### 2.4.3 Sistemas de informação e comunicação

O sistema de gestão de energia (EMS) representa o sistema de informação e comunicação. Ele gerencia a operação de outros componentes da VPP através de tecnologias de comunicação de maneiras bidirecionais (LOMBARDI et al., 2011).

O EMS tem as seguintes responsabilidades:

- Receber informações sobre o status de cada elemento dentro da VPP.
- Prever fontes primárias de RES e potência de saída.
- Prever e gerir cargas.
- Coordenar o fluxo de potência entre os elementos da VPP.
- Controlar o funcionamento das DGs, elementos de armazenamento e cargas controláveis.

O objetivo do EMS é atingir uma das seguintes metas:

- Minimização do custo de geração.
- Minimização de perdas de energia.
- Minimização dos gases com efeito de estufa.
- Maximização do lucro.
- Melhoria do perfil de tensão.
- Melhoria da qualidade de energia.

#### 2.4.3.1 Interfaces e configuração da VPP

Para que uma VPP seja rentável na integração com uma ampla variedade de unidades DER são necessárias interfaces de comunicação padronizadas que suportem a interoperabilidade em múltiplos níveis. O canal de comunicação deve estar bem definido e a troca de informações deve usar sintaxe e semântica comuns. É necessária uma funcionalidade comum para suportar os serviços da rede. Finalmente, devem ter suporte de processos de engenharia bem definidos, gerenciamento de sistema e procedimentos de configuração que são necessários para agregar e reduzir o custo geral de integração, o que, por sua vez, exige padronização (ETHERDEN; VYATKIN; BOLLEN, 2016).

## 2.5 TIPOS DE VPP

As VPPs podem ser classificadas em usina virtual comercial e usina virtual técnica.

### 2.5.1 Usina virtual comercial

A usina virtual comercial (CVPP) é caracterizada por um perfil agregado de DERs e por uma potência de saída que representa o custo e as características operativas de um conjunto de DERs. É uma representação do portfólio de DERs que podem ser utilizados para participar no mercado atacado de energia da mesma forma que as usinas conectadas ao sistema de transmissão (HERNÁNDEZ, 2015). As funções da usina virtual comercial devem incluir características de manutenção e funcionamento dos DERs; previsão de produção e consumo; gestão da interrupção na demanda, criar licitações de DERs, participação em licitações no mercado, otimização e programação da geração diária e venda da energia produzida pelos DERs no mercado (HERNÁNDEZ, 2015).

A CVPP é diferente da usina virtual técnica (TVPP), pois não tem ponto de conexão e não tem que estar limitado a uma área elétrica. É usado como uma entidade comercial construído a partir do portfólio de tecnologias e recursos que ele engloba, tendo a vantagem de reduzir o risco de desequilíbrio associado com a operação isolada. Além disso, a CVPP fornece a informação que pode ser usada para negociar a energia gerada pela VPP. Uma unidade individual, por exemplo, pode ser pequena demais para participar sozinha, mas, a CVPP, como um grupo, pode ser grande o suficiente para trocar energia. Isso permite ao agente e ao proprietário do GD maximizar as receitas de sua geração (GIUNTOLI; POLI, 2013).

A CVPP é responsável por negociação no mercado de atacado de energia e informar as operações agendadas para as TVPP. O impacto da rede de distribuição não é considerado no perfil da CVPP agregada (ZHAO; SHEN; LI, 2016a).

Assim, pode-se perceber que o objetivo da CVPP é a maximização do lucro no *day-ahead electricity market* (DAM) em conjunto com a minimização da produção prevista em tempo real e o consumo.

### 2.5.2 Usina virtual técnica

A usina virtual técnica (TVPP) é constituída por DERs da mesma localização geográfica. Elas permitem ter a visibilidade das unidades DER ante o operador do sistema; contribuição das DER na gestão do sistema e o uso ótimo da capacidade das DER para fornecer serviços auxiliares incorporando as limitações da rede local (HERNÁNDEZ, 2015).

A usina virtual técnica (TVPP) trata da presença física do GD dentro da rede, contido em uma área elétrica. Sua finalidade é servir o DSO, fornecendo informações em relação à rede



para obter uma rede de sucesso na operação de gestão e balanceamento. A TVPP requer conhecimento detalhado da rede local, fornecendo resultados precisos e, se conectando à transmissão de distribuição interface como uma única unidade com perfil relevante de geração de energia (GIUNTOLI; POLI, 2013).

A TVPP age no contexto de operação do sistema, está envolvida em sistema de gerenciamento local, fornecendo serviços auxiliar e de balanceamento aos operadores das redes de transporte. A influência da rede local sobre o perfil agregado e as características operacionais do portfólio estão incluído na TVPP (ZHAO; SHEN; LI, 2016b).

## 2.6 DESENVOLVENDO UM MODELO DE VPP

Para desenvolvimento de uma VPP baseado nos padrões abertos existentes, primeiro exige-se uma análise sistemática da funcionalidade e da necessidade de troca de informações entre VPPs, em seguida, as funcionalidades e as necessidades de troca de informações devem ser comparadas com a solução padronizada oferecida pelas soluções de comunicação de geração existentes (ETHERDEN; VYATKIN; BOLLEN, 2016).

De acordo com CCEE (2015), no Brasil, o ambiente de contratação livre, assim como as operações na CCEE, tem como característica a viabilização da comercialização de energia no atacado, ou seja, envolve regras e responsabilidades incompatíveis com o grande número de consumidores e os pequenos volumes de energia representados pela micro e minigeração.

A comercialização desses excedentes no mercado deve ser realizada por intermédio de comercializadores varejistas que passarão a atuar como agregadores da geração de diversos consumidores, compondo montantes de energia compatíveis com as negociações do ambiente de contratação livre.

A relação comercial entre os comercializadores e os consumidores é negociada de forma bilateral. Com base nessa negociação, o consumidor cederá o total de seu excedente para o comercializador que, perante o mercado e a CCEE, será o detentor da geração e realizará a contratação no ACL e, os excedentes de geração que forem adquiridos por um determinado comercializador, serão representados na CCEE como uma usina virtual, cuja geração verificada para fins de contabilização do mercado será a soma de todos os consumidores.

A usina virtual representada na CCEE terá seu lastro para a venda de energia calculado com base na média da geração verificada nos últimos 12 meses. Com isto, compete ao comercializador gerenciar o seu lastro para venda de contratos, inclusive no período dos 12

meses iniciais para composição do histórico, uma vez que novos consumidores com micro e minigeração podem passar a compor a geração dessa usina virtual a cada mês de operação.

## 2.7 ABORDAGEM ECONÔMICA E FINANCEIRA PARA VPP

Os métodos que determinam a análise dos investimentos utilizados para a seleção de projetos são: o valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e o *payback* descontado (REBELATTO, 2004). Também, utiliza-se para análise dos investimentos o custo nivelado da energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*).

### 2.7.1 Valor presente líquido

O VPL, ou simplesmente Valor Presente (VP), é a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos (STAPLETON; BREALEY; MYERS, 1981). O cálculo do VPL é dado pela Equação (2.35), que se caracteriza por transferir todos os eventos financeiros que compõem o fluxo de caixa da alternativa sob análise para a data zero de seu fluxo de caixa (MONTANHINI, 2008). Nesta data, os fluxos de caixa do projeto são descontados a uma determinada taxa de juros. Quando as receitas do projeto superam o investimento somado às despesas, a viabilidade econômica do projeto é indicada pelo VPL maior do que zero (ASSAF NETO, 2009).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (2.35)$$

onde:

$I$ : investimento inicial;

$Fc_t$ : fluxo de caixa do projeto no período  $t$ ;

$r$ : taxa de desconto;

$t$ : período em questão;

$n$ : o horizonte de análise do fluxo de caixa.

No Quadro 2, mostra-se a análise de alternativas de investimento considerando o valor presente (VP).

Quadro 2 - Análise de alternativas de investimento considerando o VP

|          |  |
|----------|--|
| $VP > 0$ | - Significa que o VP dos recebimentos é maior que os correspondentes desembolsos;<br>- É um projeto economicamente interessante à taxa mínima de atratividade (TMA);<br>- Quando se compara mais de uma alternativa de investimento aquela que obtiver o maior VP deve ser a preferida sob o ponto de vista econômico. |
| $VP = 0$ | - O projeto produz um retorno de capital de valor igual ao custo do capital à TMA;<br>- Não compensa sua implantação;  |
| $VP < 0$ | - Os benefícios do projeto não são suficientes para assegurar a recuperação do capital à TMA;<br>- O projeto deve ser rejeitado.   |

Fonte: Montanhini (2008).

### 2.7.2 Taxa interna de rentabilidade

A TIR é a taxa que iguala os recebimentos futuros aos investimentos feitos no projeto, ou seja, é a taxa de desconto para a qual se tem do VPL com valor igual a zero (STAPLETON; BREALEY; MYERS, 1981). A Equação (2.36) expressa a TIR.

$$VPL = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1 + TIR)^t} \quad (2.36)$$

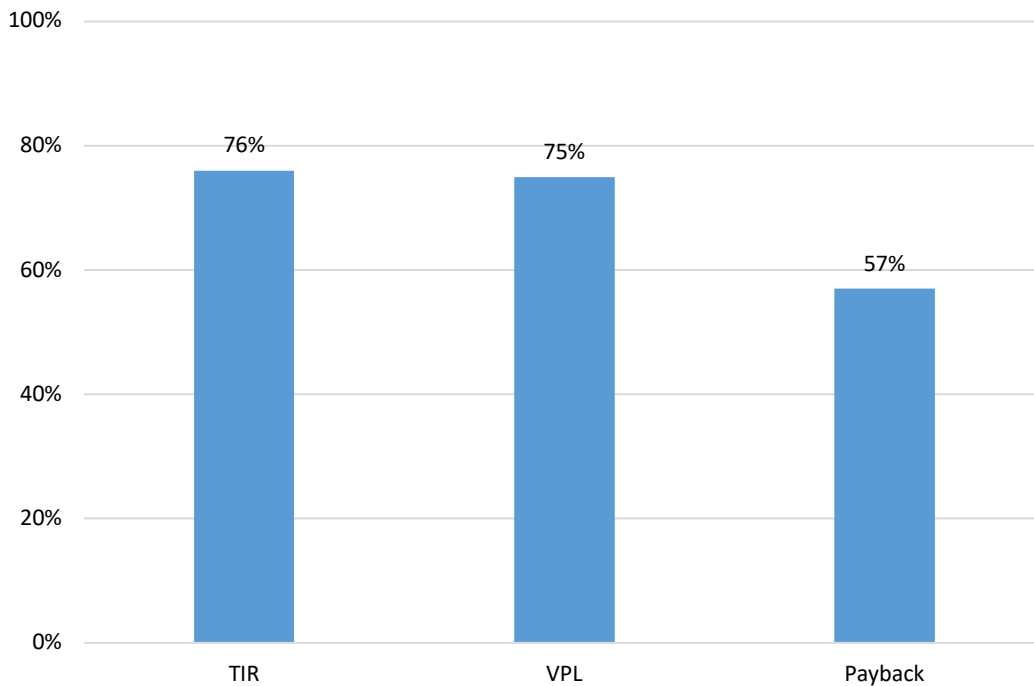
- $TIR > TMA$ ,  $VPL > 0$ ;
- $TIR = TMA$ ,  $VPL = 0$ ;
- $TIR < TMA$ ,  $VPL < 0$ .

### 2.7.3 Tempo de recuperação do capital

O *payback*, também chamado de tempo de recuperação do capital, mede o tempo necessário para recuperar o capital investido. Existe o *payback* simples e o descontado. O primeiro não leva em conta o dinheiro no tempo e é vantajoso pela sua simplicidade de cálculo, já o *payback* descontado apresenta um valor mais confiável. Nota-se que, quanto maior for o período analisado e a taxa de desconto, maior será a divergência entre os resultados dos dois

métodos de cálculo (STAPLETON; BREALEY; MYERS, 1981). A Figura 7 mostra as técnicas mais utilizadas pelos CFOs (*chief financial officers*).

Figura 7 - As técnicas mais utilizadas pelos diretores financeiros (CFO)



Fonte: Adaptado de Nakabayashi (2014).

#### 2.7.4 Custo nivelado da energia

O custo nivelado da energia (LCOE - *Levelized Cost of Electricity*) relaciona os custos envolvidos e a energia gerada ao longo de sua vida útil. O LCOE representa o quanto um produtor de energia elétrica deveria obter de receita por kWh para ser suficiente para cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar adequadamente os investidores. O LCOE pode ser definido como (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \quad (2.37)$$

onde:

$r$ : taxa de juros

$C$ : custos

*E*: energia gerada

*t*: tempo

Portanto, a viabilidade econômica de um de negócio está ligada à disponibilidade dos recursos financeiros para execução do projeto, levando em conta as receitas que se espera obter. Para a análise de viabilidade econômica e financeira do projeto, são vários critérios existentes na tomada de uma decisão. Pelo critério do VPL, Gitman(2010) reconhece que o VPL é uma técnica sofisticada de análise de orçamento capital que considera, de forma explícita, o valor do dinheiro no tempo. A TIR diz respeito à taxa de atualização que zera o valor líquido de um investimento atual. O *Payback* é o período de recuperação do investimento. O LCOE representa o quanto um produtor de energia elétrica deveria obter de receita por kWh para cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar adequadamente os investidores.

## 2.8 AS VPPS NO MUNDO

Destaca-se, neste item, as principais VPPs existentes no mundo. A forma de seleção se deu com base nas pesquisas realizadas, a partir de artigos e notícias mencionando as VPPs.

O objetivo deste item não é esgotar o tema, mas, apenas ilustrar com algumas VPPs existentes pelo mundo.

### 2.8.1 ENERES CO. Ltd. Japan e AutoGrid (Japão)

Com relação as VPPs no mundo merece destaque inicial o Japão que, com o projeto Autogrid Japão, pode se tornar a maior VPP no mundo (WALTON, 2019).

A usina virtual japonesa usará apenas baterias agregadas a ela mas, poderá, no futuro, incorporar outros ativos de energia distribuída solar, calor e energia combinados, carregadores de veículos elétricos e termostatos residenciais inteligentes (WALTON, 2019).

A empresa ENERES está atuando como desenvolvedora de projetos e fornecendo as baterias sem nenhum custo inicial para as famílias. Em troca, as famílias permitirão que a ENERES use as baterias para transações de capacidade no mercado. No caso de falta de energia, as baterias serão descarregadas nas residências, fornecendo energia de reserva, sendo que, o software da Autogrid gerenciará todos os aspectos da usina virtual, incluindo agregação, despacho e envolvimento do cliente.

Cerca de 200 baterias estão programadas para instalação ainda este ano e o restante no próximo ano. A ENERES planeja adquirir baterias de diversos fabricantes, entre elas a Tesla, LG, Sonnen e Panasonic. Quando usinas elétricas virtuais superam esses obstáculos, elas podem fornecer serviços auxiliares para responder a desequilíbrios criados por energia renovável e outros recursos intermitentes ou falhas de grandes usinas de energia (NEWSWIRE CISION PR, 2019).

### **2.8.2 Korea Electric Corporation (KEPCO) (Coréia do Sul)**

Na cidade de Busan, segunda mais populosa da Coréia do Sul, funciona uma VPP baseada em *blockchain* compartilhada pelos cidadãos. A Korea Electric Corporation juntamente com suas afiliadas e subsidiárias tem a capacidade de gerar 65,383 MW, incluindo usinas de carvão, nucleares e hidrelétricas e atuando em outros países como México, Filipinas, Arábia Saudita e Jordânia (BANKTRACK, 2019).

### **2.8.3 Tesla (Austrália)**

A empresa Tesla pretende criar a maior usina virtual do mundo no sul da Austrália. O objetivo é distribuir energia, de forma inteligente, para mais de 50 mil residências com capacidade energética de 250 MW. A empresa utiliza energia solar e o sistema de bateria “Powerwall”(TESLA, 2019a).

### **2.8.4 RWE Virtual Power Plant (Alemanha)**

A RWE Virtual Power Plant é uma das maiores empresas da Europa em energia renovável. Funciona agregando diversas unidades de geração distribuída sob um único agregador, comercializando toda a energia de forma única. Realizou uma parceria com a empresa Siemens para construírem um sistema para o mercado das plantas virtuais (PENTLAND, 2015).

O projeto utiliza grandes quantidades de fontes de energias renováveis, visando desenvolver um sistema de TI que possa agrupar um grande número de energia distribuídas, além de expandir a maneira como os operadores da rede de distribuição podem integrar as instalações de geração de energia (BAYAR, 2015).

### **2.8.5 Next Kraftwerke (Alemanha)**

A Next Kraftwerke opera uma das maiores usinas virtuais de energia da Europa na qual produtores de eletricidade, consumidores de eletricidade e armazenamento de eletricidade são conectados em rede de maneira inteligente e com benefícios tangíveis para todos (NEXT KRAFTWERKE, 2019). A rede reúne o desempenho dos participantes que são pequenas instalações em locais diferentes, controladas e coordenadas a partir de um local central. Há dois componentes: o sistema de controle central, no qual todos os processos convergem, e, o Next Box, através do qual os sistemas individuais são integrados à usina virtual (NEXT KRAFTWERKE, 2019).

### **2.8.6 ConEdison (Estados Unidos)**

O programa piloto ConEdison oferece sistemas de energia solar com armazenamento de bateria a mais de 300 imóveis em Nova Iorque, sendo que, a agregação de centenas de residências com energia solar e armazenamento de bateria fornecerá à concessionária uma “usina virtual” econômica e inovadora. A integração de mais de 1,8 megawatts de energia solar e cerca de 1,8 megawatts, ou 4 megawatt-hora, de armazenamento de bateria representa o maior programa de armazenamento de energia residencial distribuída nos Estados Unidos (CONED, 2016).

### **2.8.7 VPP Intelligent Energy Budapest (Hungria)**

Em 2011 a empresa VPP Intelligent Energy Budapest criou uma solução virtual de usina de energia, oferecendo os primeiros serviços de usinas virtuais na Hungria para usinas menores e descentralizadas que ficaram sem mercado depois que o sistema de tarifas subsidiadas foi interrompido. A empresa participa ativamente do mercado doméstico de energia. A estratégia de longo prazo não é apenas contribuir para a expansão das tecnologias de cogeração e energia renovável, mas também, tornar esses sistemas mais flexíveis e mais seguros (VPP INTELLIGENT ENERGY, 2019).

## 2.9 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Pelo levantamento realizado no presente capítulo pode-se concluir que a evolução dos mercados de energia está na direção de uma maior dependência dos recursos energéticos distribuídos. Para gerenciar essa crescente complexidade de duas vias, as VPPs estão sendo implantadas em todo o mundo para permitir a integração de DERs (geração e demanda) na operação do sistema de energia. Portanto, o armazenamento de energia e os recursos de resposta à demanda são tipos de DERs que podem ser integrados em uma VPP.

As VPPs podem ser comercial ou técnica; a comercial caracteriza-se por um perfil agregado de DERs e por uma potência de saída que representa o custo e as características operativas de um conjunto de DERs; a técnica é constituída por DERs da mesma locação geográfica, permitindo ter a visibilidade das unidades DER ante o operador do sistema.

Percebe-se que as VPPs já são utilizadas em muitos países, destacando-se o Japão, a Austrália, Europa e Estados Unidos da América. Para o desenvolvimento de uma VPP baseado nos padrões abertos existentes é exigida uma análise sistemática da funcionalidade e da necessidade de troca de informações entre VPPs.



### 3 METODOLOGIA

O desenvolvimento desta tese classifica as VPPs quanto: aos seus objetivos, aos procedimentos técnicos, a natureza e a forma de abordagem.

O objetivo desta tese é de natureza exploratória, envolvendo pesquisa bibliográfica, documental e estudo de caso. Os procedimentos técnicos utilizados foram: a) pesquisa bibliográfica, utilizando-se material publicado em livros e artigos científicos; b) pesquisa documental, em especial com consulta em documentos e relatórios particulares; e c) estudo de um caso, a fim de detalhar o conhecimento ao objeto do estudo. A natureza desta pesquisa é para aplicação na prática do gerenciamento das VPPs e dirigida à solução de problemas específicos. A forma de abordagem foi quantitativa para classificação e análise, utilizando modelagem matemática, simulação e análise da operação de cada componente de uma VPP.

A metodologia empregada neste documento consistiu, num primeiro momento, em uma revisão bibliográfica das VPPs e dos métodos de otimização. Em um segundo momento, foram analisados estudos de VPPs já implantadas no mundo, verificando-se suas características, dificuldades, componentes e os principais benefícios e considerações para implantação de uma VPP. Em um terceiro momento foram desenvolvidos dois modelos:

a) modelo 1: subdividido em planejamento da VPP para DAM que tem o objetivo de maximização da receita e em planejamento da VPP para RTM que tem o objetivo minimização do custo da operação da VPP;

b) modelo 2: avaliação dos benefícios econômicos dos sistemas PV com armazenamento de energia;

Para simulação do planejamento da VPP que atendesse uma rede de pequeno porte conectada a uma rede pública realizou-se uma modelagem matemática usando micro e miniprodutores de energia com fontes renováveis.

Os dados foram coletados em tempo real com prévia autorização da Pecan Street Inc., sediada em Austin, Texas, Estados Unidos. Trata-se de uma organização de pesquisa e desenvolvimento que combina expertise na “internet das coisas”, aquisição de dados em alta velocidade, análise de *big data* e desenvolvimento de produtos para a inovação em água e energia. Também foram coletados dados da *Electric Reliability Council of Texas*, empresa que gerencia o fluxo de energia elétrica para mais de 25 milhões de clientes do Texas, representando cerca de 90% da carga elétrica daquele estado.

Para a programação do algoritmo e qualificação dos dados foi escolhida e estudada a linguagem de programação em Python<sup>1</sup> usando o framework Pyomo, a qual fornece um ambiente totalmente baseado em Python de código aberto para formulação e análise de modelos de otimização com funcionalidade semelhante a muitas linguagens de modelagem algébrica, como AIMS e GAMS. Ele pode ser usado com muitos resolvidores diferentes e aqui utilizou-se o CPLEX e *CP Optimizer* que está disponível gratuitamente para uso acadêmico. Também foi utilizado a programação Pandas que é uma biblioteca de software escrita para a linguagem de programação Python para manipulação e análise de dados. Em particular, o Pandas oferece estruturas de dados e operações para manipular tabelas numéricas e séries temporais. Para a simulação estocástica foi utilizado o software Oracle Crystal Ball.

O IBM ILOG CPLEX Optimization Studio é um resolvidor de programação matemática de alto desempenho para programação linear, programação inteira mista e programação quadrática, sendo uma solução na análise prescritiva que permite o rápido desenvolvimento e implementação de modelos de otimização de decisão usando programação matemática com algumas restrições. Combina-se um ambiente de desenvolvimento integrado completo que suporta o *Optimization Programming Language (OPL<sup>2</sup>)* e os resolvidores CPLEX e *CP Optimizer*.

A partir das implantações computacionais dos modelos para as diferentes funcionalidades, os mesmos foram reunidos num conjunto de testes para verificar o funcionamento dos métodos empregados. Ao final, com a coleta dos resultados foi feita uma avaliação do comportamento do sistema selecionado e relatório final dos resultados. Além disso, com os resultados da pesquisa foram feitos comentários conclusivos que permitem outras possibilidades de investigação sobre VPPs baseadas nas realizações alcançadas.

A seguir estão detalhados os passos desenvolvidos para cada modelo.

---

<sup>1</sup> Python é uma linguagem de programação, tendo como objetivo: produtividade e legibilidade que foi criada para produzir um código bom e fácil de manter de maneira rápida. (PYSCIENCE. Disponível em <http://pyscience-brasil.wikidot.com/python:python-oq-e-pq>, acesso em 11 de Dezembro de 2019).

<sup>2</sup> É uma linguagem de modelagem para otimização combinatória, projetada para simplificar substancialmente os problemas de otimização, combinando as intensidades das linguagens de modelagem de programação matemática e de programação de restrição. (IBM. Disponível em: [https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/pt-br/SSSA5P\\_12.9.0/ilog.odms.ide.help/OPL\\_Studio/opllang\\_quickref/topics/opl\\_quickref\\_what.html](https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/pt-br/SSSA5P_12.9.0/ilog.odms.ide.help/OPL_Studio/opllang_quickref/topics/opl_quickref_what.html), acesso em 11 de Dez de 2019)

### 3.1 PLANEJAMENTO DA VPP - MODELO 1

O modelo de gerenciamento de energia na VPP proposta nesta tese inclui DGs renováveis e convencionais composto por duas funções objetivos. A primeira função objetivo é de maximização da receita da VPP no DAM. A segunda função objetivo visa minimizar o custo operacional da VPP no RTM pelo controle da geração de energia local, bem como, a relação interativa com a rede. São utilizadas como base na presente pesquisa partes da função objetivo desenvolvidas por: KASAEI; GANDOMKAR; NIKOUKAR (2017); MOGHADDAM et al., (2011); JU et al.( 2016b); BAZIAR; KAVOUSI-FARD,(2013).

A VPP tenta abastecer seus consumidores localmente. No entanto, se a energia total produzida por DGs não for suficiente ou, for muito dispendiosa para cobrir as cargas, a energia será comprada da rede e vendida aos consumidores ou armazenada nos dispositivos respectivos.

O modelo usado no presente estudo é apresentado com base no ponto de vista da VPP e não de seus membros de coalizão (proprietários de DERs). Portanto, nessa condição, a VPP não é responsável pela incerteza da luz solar. Em outras palavras, a incerteza relativa à geração intermitente de recursos renováveis ou não-despacháveis e seu risco associado estão nas mãos dos proprietários de DERs. Para tanto, assume-se que a VPP opera o sistema de distribuição e, portanto, a gestão de perdas está incluída nos modelos propostos. É importante ressaltar que, em geral, as VPPs não são equivalentes a MGs e, portanto, não têm controle sobre todos os DERs existentes na rede. Também não atuam como DSO, responsável por alocar perdas elétricas em sistemas de distribuição desregulamentados.

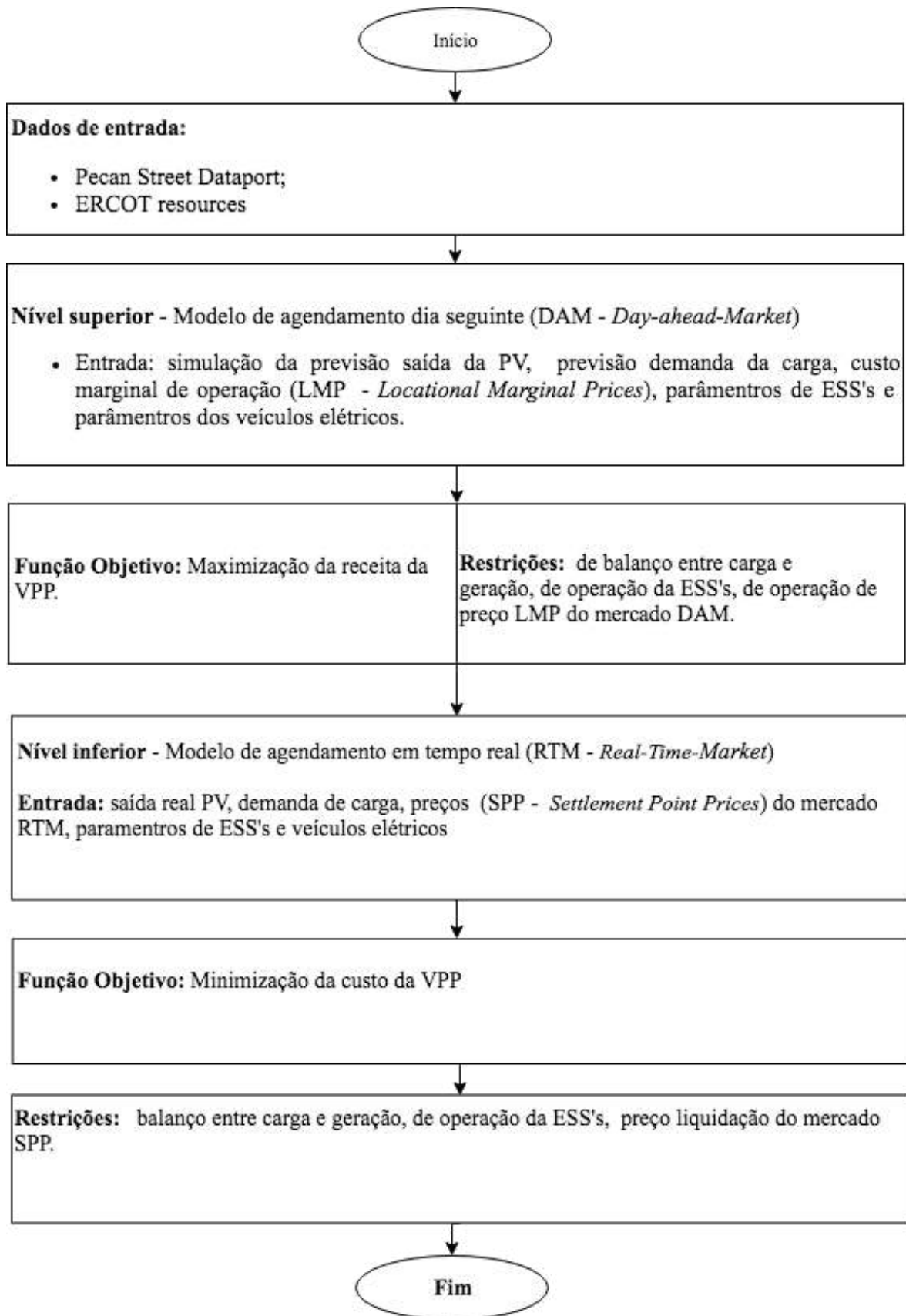
O custo objetivo aqui definido consiste no poder da troca entre a VPP e a rede e o custo de inicialização ou desligamento das fontes de energia usadas na VPP.

Na sequência são elencados as Etapas de otimização e coleta de dados para modelo 1 no nível planejamento da VPP.

#### **3.1.1 Etapas do modelo 1 no planejamento da VPP do DAM e RTM**

As Etapas de otimização de dois níveis para o modelo de planejamento da VPP é apresentado na Figura 8.

Figura 8 - Etapas de otimização de dois níveis para o modelo 1 planejamento da VPP



### 3.1.2 Coleta de dados para simulação do modelo 1

Referente a coleta de dados do modelo 1, a amostra considerou 294 residências em um período de 24 horas do dia 03 de janeiro de 2019 do banco de dados do Pecan Street Projeto coletados a cada 15 minutos nos itens descritos abaixo:

- Demanda de carga residencial;
- Geração fotovoltaica;
- Armazenamento de baterias;
- Veículos elétricos;

Também foram coletados os preços de mercado da ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) para utilização na simulação:

- Preço marginal (*LMP - Locational Marginal Prices*) para DAM (*Day Ahead Market*);
- Preço de Liquidação no Mercado SPP (*Settlement Point Prices*) do RTM (*Real Time Market*) para todos os centros de negociação e zonas de carga;
- Previsão geração solar;

A seguir, apresenta-se para o modelo 1 no nível planejamento da VPP no DAM: a função objetivo; as restrições; análise da incerteza; resposta à demanda baseada em tarifa (PBDR) e o cálculo da elasticidade para o preço da demanda. Neste momento a VPP é programada com o resultado da previsão para o dia seguinte.

### 3.1.3 Função objetivo no planejamento da VPP para DAM

No modelo 1 no nível planejamento da VPP do DAM a função objetivo é definida para maximização da receita da operação da VPP, onde a geração PV, ESSs e os EVs da VPP são agendados com o resultado da previsão do DAM.

$$Max\ Receita \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^i (R_{PV,t} + R_{ESS,t} + R_{EV,t}) \quad (3.1)$$

ou

*Max Receita*

$$= \sum_{t=1}^T \left( \begin{array}{c} \sum_{i=1}^{N_g} [U_i(t) \times P_{PV}(t) \times \pi_{PV}(t)] \\ + \sum_{j=1}^{N_{ESS}} [(U_j(t) \times P_{ESS}^{dis}(t) \times \pi_{ESS}^{dis}(t)) - (U_j(t) \times P_{ESS}^{chr}(t) \times \pi_{ESS}^{chr}(t))] \\ \sum_{k=1}^{N_{EV}} [(U_k \times P_{EV}^{dis}(t) \times \pi_{EV}^{dis}(t)) - (U_k(t) \times P_{EV}^{chr}(t) \times \pi_{EV}^{chr}(t))] \end{array} \right) \quad (3.2)$$

Para promover o desenvolvimento da VPP foi definida a receita máxima da VPP como a função objetiva ideal para o plano de programação do dia-a-dia da VPP.

### 3.1.4 Restrições no planejamento da VPP para DAM

A seguir são apresentadas 9 restrições para a função objetivo do modelo 1 no nível planejamento da VPP do DAM.

1. Equilíbrio da potência de oferta e demanda em cada período de tempo  $t$ :

$$\sum_{t=1}^T \left( \begin{array}{c} P_{Rede}(t) \\ + P_{PV}(t)(1 - \varphi_{PV}) \\ + (P_{ESS}^{dis}(t) - P_{ESS}^{chr}(t)) \\ + (P_{EV}^{dis}(t) - P_{EV}^{chr}(t)) \end{array} \right) = \sum_{t=1}^T \left( \begin{array}{c} L_{Carga}(t) \\ - U_{PBDR}(t) \Delta L_{PBDR}(t) \end{array} \right) \quad (3.3)$$

onde a variável binária  $U_{PBDR}(t)$  é o status da operação PBDR,  $U_{PBDR}(t) = 1$  significa que o PBDR está implementado.  $U_{PB}(t) = 0$ , significa que o PBDR não está implementado.

2. Restrições de operação dos ESSs

$$\sum_{t=1}^T [(W_{ESS}(0) + P_{ESS}^{chr}(t) - W_{ESS}(t)) (1 - \pi_{ESS}^{chr}(t))] = \sum_{t=1}^T (P_{ESS}^{dis}(t)) \quad (3.4)$$

Quando o ESS está descarregando,

$$W_{ESS}(t + 1) = W_{ESS}(t) - P_{ESS}^{dis}(t)(1 + \pi_{ESS}^{dis}(t)) \quad (3.5)$$

Quando o ESS está carregando,

$$W_{ESS}(t + 1) = W_{ESS}(t) - P_{ESS}^{chr}(t)(1 + \pi_{ESS}^{chr}(t)) \quad (3.6)$$

### 3. Restrições de operação dos EVs

$$\sum_{t=1}^T \left[ (W_{EV}(0) + P_{EV}^{chr}(t) - W_{EV}(t)) (1 - \pi_{EV}^{chr}(t)) \right] = \sum_{t=1}^T (P_{EV}^{dis}(t)) \quad (3.7)$$

Quando o EV está descarregando,

$$W_{EV}(t + 1) = W_{EV}(t) - P_{EV}^{dis}(t)(1 + \pi_{EV}^{dis}(t)) \quad (3.8)$$

Quando o EV está carregando,

$$W_{EV}(t + 1) = W_{EV}(t) - P_{EV}^{chr}(t)(1 + \pi_{EV}^{chr}(t)) \quad (3.9)$$

### 4. Restrição o ESS não pode descarregar e carregar ao mesmo tempo.

$$P_{ESS}^{chr}(t) \cdot P_{ESS}^{dis}(t) = 0 \quad (3.10)$$

### 5. A energia de carga ou descarga da ESS não pode exceder sua capacidade máxima.

$$0 \leq P_{ESS}^{chr}(t) \leq \bar{P}_{ESS}^{chr}(t) \quad (3.11)$$

$$0 \leq P_{ESS}^{dis}(t) \leq \bar{P}_{ESS}^{dis}(t) \quad (3.12)$$

6. Restrição o EV não pode descarregar e carregar ao mesmo tempo.

$$P_{EV}^{chr}(t) \times P_{EV}^{dis}(t) = 0 \quad (3.13)$$

7. A energia de carga ou descarga da EV não pode exceder sua capacidade máxima.

$$0 \leq P_{EV}^{chr}(t) \leq \bar{P}_{EV}^{chr}(t) \quad (3.14)$$

$$0 \leq P_{EV}^{dis}(t) \leq \bar{P}_{EV}^{dis}(t) \quad (3.15)$$

8. Restrição operação PBDR.

$$|\Delta L_{PBDR}(t)| \leq U_{PBDR}(t) \Delta L_{PBDR}^{max} \quad (3.16)$$

$$U_{PBDR}(t) \Delta L_{PBDR}(t) \leq \Delta L_{PBDR}(t) - \Delta L_{PBDR}(t-1) \leq U_{PBDR}(t) \bar{\Delta L}_{PBDR}(t) \quad (3.17)$$

$$\sum_{t=1}^T \Delta L_{PBDR}(t) \leq \Delta L_{PBDR}^{max} \quad (3.18)$$

9. Restrição de reserva do sistema.



$$P_{VPP}^{Max}(t) - P_{VPP}(t) + \Delta L_{PBDR}(t) \geq r_1 L(t) + r_2 P_{PV}(t) \quad (3.19)$$

$$P_{VPP}(t) - P_{VPP}^{Min}(t) \geq r_3 P_{PV}(t) \quad (3.20)$$

### 3.1.5 Análise da incerteza no planejamento da VPP para DAM

Na VPP a saída do PV é estocástica devendo realizar um agendamento determinado antes de se conhecer a saída real do PV. Para superar a incerteza do PV no planejamento para o DAM usa-se um método de simulação para determinar o resultado da previsão do dia para o PV traçando um planejamento para o dia seguinte. A VPP pode transferir parte da energia de algumas horas para outras de acordo com a carga demandada pelos ESSs, o que poderia melhorar a receita e reduzir os custos de falta de energia.

O modelo VPP possui uma fonte de incerteza pois a saída PV depende, principalmente, do clima externo, em especial, da nebulosidade. Portanto, para analisar as incertezas devem ser propostas as funções de densidade de probabilidade (PDF) para a saída PV. A saída fotovoltaica depende principalmente da irradiância solar. A literatura (PRASAD; TAYLOR; KAY, 2015), (SAAD et al., 2019) prova que o PDF beta pode ser usado para descrever a distribuição de irradiância em um local específico.

$$f(\theta) \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha) + \Gamma(\beta)} \theta^{\alpha-1} (1 - \theta)^{\beta-1}, & 0 \leq \theta \leq 1, \alpha \geq 0, \beta \geq 0 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.21)$$

A média e o desvio padrão da irradiância são introduzidos para calcular os parâmetros do PDF Beta

$$\beta = (1 - \mu) \times \left( \frac{\mu \times (1 + \mu)}{\sigma^2} \right), \quad (3.22)$$

$$\alpha = \left( \frac{\mu \times \beta}{1 - \mu} \right), \quad (3.23)$$

A probabilidade de estado de irradiância solar  $\theta$  pode ser calculado pela Equação:

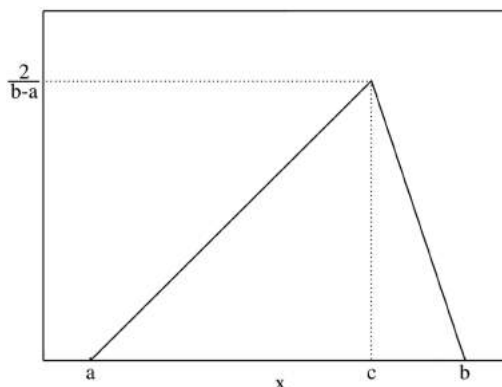
$$P(\theta) = \int_{\theta_c}^{\theta_d} f(\theta) d\theta \quad (3.24)$$

Aplicando-se a função de conversão irradiância em energia (REZAEI; KALANTAR, 2015) pode-se calcular a saída PV pela Equação:

$$P_{PV,t} = \eta_{PV} \times S_{PV} \times \theta_t \quad (3.25)$$

Para resolver o modelo 1 - planejamento da VPP para DAM foi introduzido um método de otimização que dividiu as variáveis estocásticas no estágio de previsão e no estágio de realização. No estágio de previsão DAM considerou-se como valor real as variáveis estocásticas. Depois, foi programado de acordo com o valor real da variável reduzindo a influência estocástica da saída PV no agendamento do sistema. Para simulação estocástica foi utilizado o software Oracle Crystal Ball. Os pressupostos definidos para geração PV foram de distribuição triangular de probabilidade. Os parâmetros bases foram as previsões de geração PV no intervalo de 15 minutos. Considerou-se uma variação de +10% como valor máximo e -10% como valor mínimo do valor base. A distribuição triangular é a distribuição de probabilidade contínua que possui um valor mínimo  $a$ , um valor máximo  $b$  e uma moda  $c$ , de modo que a função densidade de probabilidade é zero para os extremos ( $a$  e  $b$ ) e afim entre cada extremo e, a moda de forma que o gráfico dela é um triângulo, conforme Figura 9.

Figura 9 - Distribuição triangular



Fonte: Autor.

Utilizou-se o método de Monte Carlo para análise de estimativas de parâmetros que apresentem variabilidade como é o caso da geração PV por meio da construção de modelos de possíveis resultados, substituindo cada variável incerta por uma distribuição de probabilidade.

Foram aplicados testes de qualidade de ajuste de Anderson Darling. Os testes estatísticos que verificam a qualidade de ajuste de distribuições de probabilidade aos dados coletados são chamados de testes de adequação de ajuste ou *goodness-of-fit tests*. Entre os testes para adequação de ajustes, existem os testes quiquadrado (*chi-square*), Kolmogorov-Smirnov, Cramer-von Mises e Anderson-Darling (LEEMIS, 2004).

### 3.1.6 Resposta à demanda baseada em tarifa no planejamento da VPP para DAM

A Resposta à demanda baseada em tarifa (PBDR) otimiza o comportamento do cliente criando condições que incentivem alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa chamada tarifa horária (TOU), transferindo a carga de demanda do horário de ponta para o horário fora de ponta. A mudança de carga e a redução de carga podem ocorrer no modelo PBDR. A influência do PBDR no consumo de energia dos clientes pode ser descrita por elasticidade do preço da demanda, conforme Equação (3.26).

#### 3.1.6.1 Cálculo da elasticidade preço da demanda

A elasticidade pode ser definida (MOGHADDAM; ABDOLLAHI; RASHIDINEJAD, 2011) como a sensibilidade da demanda em relação ao preço:

$$\varepsilon(t, t) = \varepsilon_{tt} = \frac{P(t)}{d(t)} \frac{\partial d(t)}{\partial P(t)}, \quad (3.26)$$

De acordo com a Equação (3.27), a elasticidade-preço do  $s$ -ésimo período versus  $t$ -ésimo período, pode ser definida como

$$\varepsilon(s, t) = \varepsilon_{st} = \frac{\partial d(s)}{\partial P(t)} \frac{P(t)}{d(s)}, \quad (3.27)$$

Se o preço da eletricidade varia em períodos diferentes, a demanda reage de uma das seguintes formas (KIRSCHEN, 2003): algumas cargas não conseguem se mover de um período para outro (por exemplo, cargas iluminantes) e elas podem estar ativadas ou desativadas. Portanto, essas cargas têm sensibilidade apenas em um único período chamado de “auto elasticidade” que sempre têm um valor negativo. Alguns consumos podem ser transferidos do período de ponta para os períodos intermediários ou fora da ponta (por exemplo, cargas de processo). Esse comportamento é chamado de sensibilidade de vários períodos e é avaliado pela “elasticidade cruzada” que é sempre positiva. Por conseguinte, durante um período de programação de 24 horas, as elasticidades auto e cruzadas podem ser dispostas em uma matriz de 24 por 24 conforme a Equação (3.28).

$$\begin{bmatrix} \Delta d(1) \\ \Delta d(2) \\ \Delta d(s) \\ \dots \\ \Delta d(24) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon(1,1) & \dots & \varepsilon(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \varepsilon(24,1) & \dots & \varepsilon(24,24) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta P(1) \\ \Delta P(2) \\ \Delta P(t) \\ \dots \\ \Delta P(24) \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Os elementos diagonais da matriz de elasticidade acima representam a auto elasticidade e os elementos fora da diagonal correspondem à elasticidade cruzada. A coluna  $t$  dessa matriz indica como uma mudança de preço durante o período único  $t$  afeta a demanda em outros períodos.

A mudança da demanda podem ocorrer no PBDR (JU et al., 2016a). A mudança de carga  $L_t$  após PBDR é dada pela Equação (3.29)

$$L_t = L_t^0 \times \left\{ 1 + \varepsilon_{tt} \times \frac{[P_t - P_t^0]}{P_t^0} + \sum_{\substack{s=1 \\ s \neq t}}^{96} \varepsilon_{st} \times \frac{[P_s - P_s^0]}{P_s^0} \right\} \quad (3.29)$$

A seguir são apresentadas a função objetivo para o modelo 1 no nível planejamento da VPP do RTM, restrições do modelo 1 no nível planejamento da VPP para RTM e a resposta à demanda baseado em incentivos (IBDR) do modelo 1 no nível planejamento da VPP para RTM.

### 3.1.7 Função objetivo no planejamento da VPP para RTM

A função objetivo é minimizar o custo operacional da VPP é a Equação (3.30)

$$\left[ \begin{array}{l} \text{Min} \sum_{t=1}^T \text{Custo} = \sum_{t=1}^T \left( \begin{array}{l} P_{Rede}(t) \times \pi_{Rede}(t) \\ + \sum_{i=1}^{N_{PV}} U_i(t) \times P_{PV}(t) \times \pi_{PV}(t) \\ + \sum_{j=1}^{N_{ESS}} U_j(t) \times P_{ESS,j}(t) \times \pi_{ESS}(t) \\ + \sum_{k=1}^{N_{EV}} U_k(t) \times P_{EV,k}(t) \times \pi_{EV}(t) \\ + \sum_{i=1}^{N_{PV}} S_{PV,i} |U_i(t) - U_i(t-1)| \\ + \sum_{j=1}^{N_{ESS}} S_{ESS,j} |U_j(t) - U_j(t-1)| \\ + \sum_{k=1}^{N_{EV}} S_{EV,k} |U_k(t) - U_k(t-1)| \end{array} \right) \end{array} \right] \quad (3.30)$$

onde

$\pi_{PV}(t)$  - Custo fotovoltaico na hora  $t$ ;

$\pi_{ESS}(t)$  - Custo dispositivo de armazenamento na hora  $t$ ;

$\pi_{EV}(t)$  - Custo dispositivo de armazenamento do EV na hora  $t$ ;

$S_{PV,i}(t)$  - Custos de inicialização;

$S_{ESS,j}(t)$  - Custos de desligamento para  $i$  DG e  $j$  armazenamento;

$S_{EV,k}(t)$  - Custos de desligamento para  $i$  DG e  $j$  armazenamento;

$P_{Rede}(t)$  - Potência ativa que é comprada (vendida) de (para) a concessionária de energia no momento  $t$ ;

$P_{PV}(t)$  - Potência ativa gerada na PV no momento  $t$ ;

$\pi_{Rede}(t)$  - Oferta (R\$/kWh) da distribuidora no tempo  $t$

$N_{PV}, N_{ESS}, N_{EV}$  - Representam o número total de unidades de geração e armazenamento respectivamente;

$U_i(t), U_j(t), U_k(t)$  - Representam os estados ON ou OFF de todas as unidades na hora  $t$  do dia.

### 3.1.8 Restrições no planejamento da VPP para RTM

1. Equilíbrio de potência em cada período de tempo  $t$ :

$$\sum_{t=1}^T \begin{pmatrix} P_{Rede}(t) + \\ + P_{PV}(t) \\ + P_{dis,ESS}(t) \\ + P_{dis,EV}(t) \end{pmatrix} = \sum_{t=1}^T \begin{pmatrix} Carga(t) \\ + P_{carga da Bateria}(t) \\ + P_{perda}(t) \end{pmatrix} \quad (3.31)$$

2. Limitação da geração fotovoltaica em cada período de tempo  $t$ :

$$P_{PVmin}(t) \leq P_{PV}(t) \leq P_{PVmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (3.32)$$

3. Limitação de concessionária em cada período de tempo  $t$ :

$$P_{Redemin}(t) \leq P_{Rede}(t) \leq P_{REDEmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (3.33)$$

4. Limitação do armazenamento da bateria em cada período de tempo  $t$ :

$$P_{ESS,j,min}(t) \leq P_{ESS,j}(t) \leq P_{ESS,j,max}(t); t = 1, \dots, T \quad (3.34)$$

5. Limitação do armazenamento da EV em cada período de tempo  $t$ :

$$P_{EV,k,min}(t) \leq P_{EV,k}(t) \leq P_{EV,k,max}(t); t = 1, \dots, T \quad (3.35)$$

Devido à restrição na carga e à taxa de descarga dos dispositivos de armazenamento durante cada período de tempo a seguinte equação e restrições podem ser consideradas:

$$W_{ESS}(t) = W_{ESS}(t-1) + \eta_{Carregar} P_{Carregar} \Delta t - \frac{1}{\eta_{Descarregar}} P_{Descarregar} \Delta t \quad (3.36)$$

onde

$W_{ESS}, W_{ESS}(t-1)$  : são as quantidades de armazenamento de energia dentro da bateria às horas  $t$  e  $t-1$ ;

$P_{Carregar}, P_{Descarregar}$  : são as taxas permitidas de carga e descarga através de um período de tempo definido ( $\Delta t = 1h$ );

$\eta_{Carregar}, \eta_{Descarregar}$  : são a eficiência da carga e descarga.

$$W_{essmin}(t) \leq W_{ess}(t) \leq W_{essmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (3.37)$$

$$P_{Carregar}(t) \leq P_{Carregar,max}(t); t = 1, \dots, T; X \in \{0,1\} \quad (3.38)$$

$$P_{Descarregar}(t) \leq P_{descarregar,max}(t); t = 1, \dots, T; Y \in \{0,1\} \quad (3.39)$$

A bateria não pode carregar e descarregar no mesmo tempo:

$$X(t) + Y(t) \leq 1; t = 1, \dots, 24; X e Y \in \{0,1\} \quad (3.40)$$

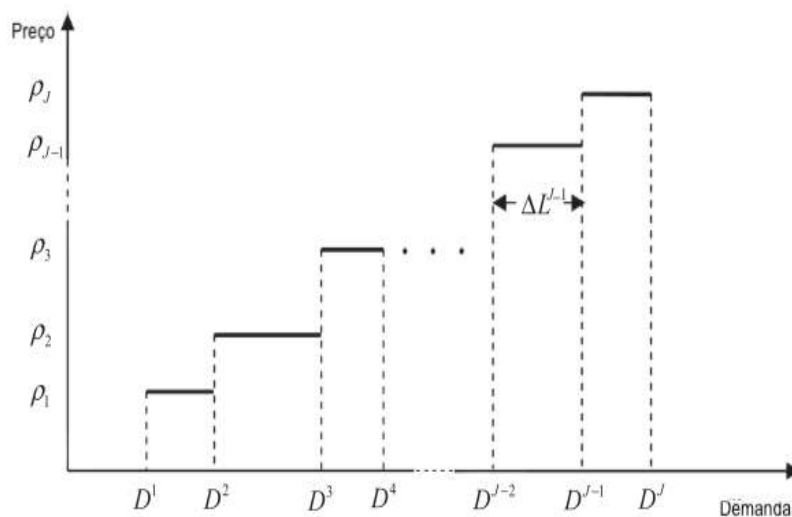
### 3.1.9 Resposta à demanda baseada em incentivos no planejamento da VPP para RTM

Existem momentos limitados em que a infraestrutura de entrega de eletricidade atinge sua capacidade máxima ou, os preços da eletricidade estão em nível mais alto. A capacidade do participante do programa de resposta à demanda baseada em incentivos (IBDR) de reduzir seu consumo nesses momentos críticos é altamente valiosa, pois colabora para redução do pico de demanda. A DR é concentrada na participação ativa dos consumidores no planejamento operacional do sistema de energia (REZAEI; KALANTAR, 2015). Os eventos de DR ocorrem algumas vezes por ano, geralmente, por apenas poucas horas. Ao ingressar em tais programas, o participante do IBDR se torna a última linha de defesa do operador da rede na prevenção de apagões em situações extremas e, assim, sua participação não apenas gera receita, mas, também, fornece um serviço crítico para a rede elétrica (TAN et al., 2015).

O IBDR modifica o comportamento de consumo de eletricidade que participa do mercado de energia. O programa IBDR é ofertado por fornecedores de resposta à demanda (DRPs). Os programas do IBDR participam do agendamento de energia por redução de carga e no agendamento de reserva por capacidade de reserva. As cargas dos clientes consistem, principalmente, em cargas residenciais, industriais e comerciais, sendo que as residenciais participam, especialmente, dos programas do IBDR, reduzindo o consumo de energia.

Como o preço influencia diretamente a receita dos DRPs, os DRPs participam dos programas IBDR passo a passo de acordo com o preço do DR e formam curvas de demanda e preço passo a passo, conforme Figura 10.

Figura 10 - Curva passo-preço de demanda de DR.





Portanto, o DPR envia diferentes ofertas de redução a preços diferentes pacotes de oferta de quantidade.

$$D_i^{j,min} \leq \Delta L_{i,t}^j \leq D_{i,t}^j, \quad j = 1, \quad (3.41)$$

$$0 \leq \Delta L_{i,t}^j \leq (D_{i,t}^j - D_{i,t}^{j-1}), \quad j = 2, 3, \dots, J, \quad (3.42)$$

$$\Delta L_{i,t}^E = \sum_{j=1}^J \Delta L_{i,t}^j \quad (3.43)$$

Considere-se um DPR participando do agendamento de reservas. O programa de DR deve atender às seguintes restrições:

$$\Delta L_{i,t}^E + \Delta L_{i,t}^{R,dn} \leq D_i^{max} \quad (3.44)$$

$$\Delta L_{i,t}^E - \Delta L_{i,t}^{R,up} \geq D_i^{min} \quad (3.45)$$

Os custos dos DRPs que participam da programação de energia e da reserva podem ser calculados pela Equação 3.45.

$$\pi_t^{IBDR} = \sum_i C_{i,t}^E \cdot \Delta L_{i,t}^E + \sum_i C_{i,t}^{R,dn} \cdot \Delta L_{i,t}^{R,dn} + \sum_i C_{i,t}^{R,up} \cdot \Delta L_{i,t}^{R,up} \quad (3.46)$$

No modelo de revisão de saída do ESS a carga líquida mínima do sistema é considerada como função objetivo. O objetivo de otimização deste modelo é melhorar a conexão à rede do PV, ajustando a operação dos ESSs e da DR baseada em incentivos.

$$Min N_t = |-(P_{ESS,t}^{dis} - P_{ESS,t}^{chr}) - P_{PV,t} + (P_{ESS,t}^{dis} - P_{ESS,t}^{chr})^* + P'_{PV,t} + -\Delta L_{IBDR,t}| \quad (3.47)$$

$$\Delta L_{i,t} = \sum_{i=1}^I (\Delta L_{i,t}^E + \Delta L_{i,t}^{R,dn} - \Delta L_{i,t}^{R,up}) \quad (3.48)$$

onde

$P_{ESS,t}^{dis}$ : descarga do ESSs no tempo  $t$ ;

$P_{ESS,t}^{chr}$ : carga de ESSs no tempo  $t$ ;

$P_{PV,t}$ : saída de PV no tempo  $t$ ;

$\Delta L_{IBDR,t}$ : capacidade de reserva fornecida pelos provedores DR

$(P_{ESS,t}^{dis} - P_{ESS,t}^{chr})^*$  é o resultado revisado das ESSs, que deve atender às restrições

Enquanto isso, a saída revisada do sistema de armazenamento de energia no momento  $t$  não deve influenciar o plano de produção após o tempo  $t$ . Isso requer que a operação dos ESSs atenda às Equações (3.49) e (3.50). Quando o ESS está descarregando,

$$W_{t'+1} = W_{t'} - P_{ESS,t'}^{dis} (1 + C_{ESS,t'}^{dis}) \quad (3.49)$$

Quando o ESS está carregando

$$W_{t'+1} = W_{t'} + P_{ESS,t'}^{chr} (1 + C_{ESS,t'}^{chr}) \quad (3.50)$$

onde  $t'$  é o índice de tempo,  $t' = t + 1$ .

Quando os DRPs são introduzidos a restrição do equilíbrio da oferta e demanda do sistema devem ser revisados conforme a Equação (3.51).

$$\begin{aligned} & \left\{ [P'_{PV,t}(1 - \varphi_{PV}) + (P_{ESS,t}^{dis} - P_{ESS,t}^{chr})] + \sum_{i=1}^I (\Delta L_{i,t}^E + \Delta L_{i,t}^{R,dn}) \right\} \\ & = L_t - U_{IBDR,t} \Delta L_{IBDR,t} + \sum_{i=1}^1 (\Delta L_{i,t}^{R,up}) \end{aligned} \quad (3.51)$$

O corte de carga produzido pelo IBDR deve atender às restrições máximas de alteração de carga e à taxa de captação/queda de carga, conforme mostrado nas equações abaixo:

$$|\Delta L_{IBDR,t}| \leq U_{IBDR,t} \Delta L_{IBDR,t}^{max} \quad (3.52)$$

$$U_{IBDR,t} \Delta L_{IBDR} \leq \Delta L_{IBDR,t} - \Delta L_{IBDR,t-1} \leq U_{IBDR,t} \Delta \bar{L}_{IBDR} \quad (3.53)$$

$$\sum_i^I \Delta L_{IBDR,t} \leq \Delta L_{IBDR}^{max} \quad (3.54)$$

A redução da demanda produzida pelo IBDR é mais flexível que o PBDR. A VPP também deve atender às seguintes restrições:

$$[X_{t-1}^{on} - T_U] (U_{IBDR,t-1} - U_{IBDR,t}) \geq 0 \quad (3.55)$$

$$[X_{t-1}^{off} - T_D] (U_{IBDR,t} - U_{IBDR,t-1}) \geq 0 \quad (3.56)$$

onde a variável binária  $U_{IBDR,t}$  é o status da operação do IBDR: 1 significa o IBDR em operação, 0 o IBDR não está em operação.

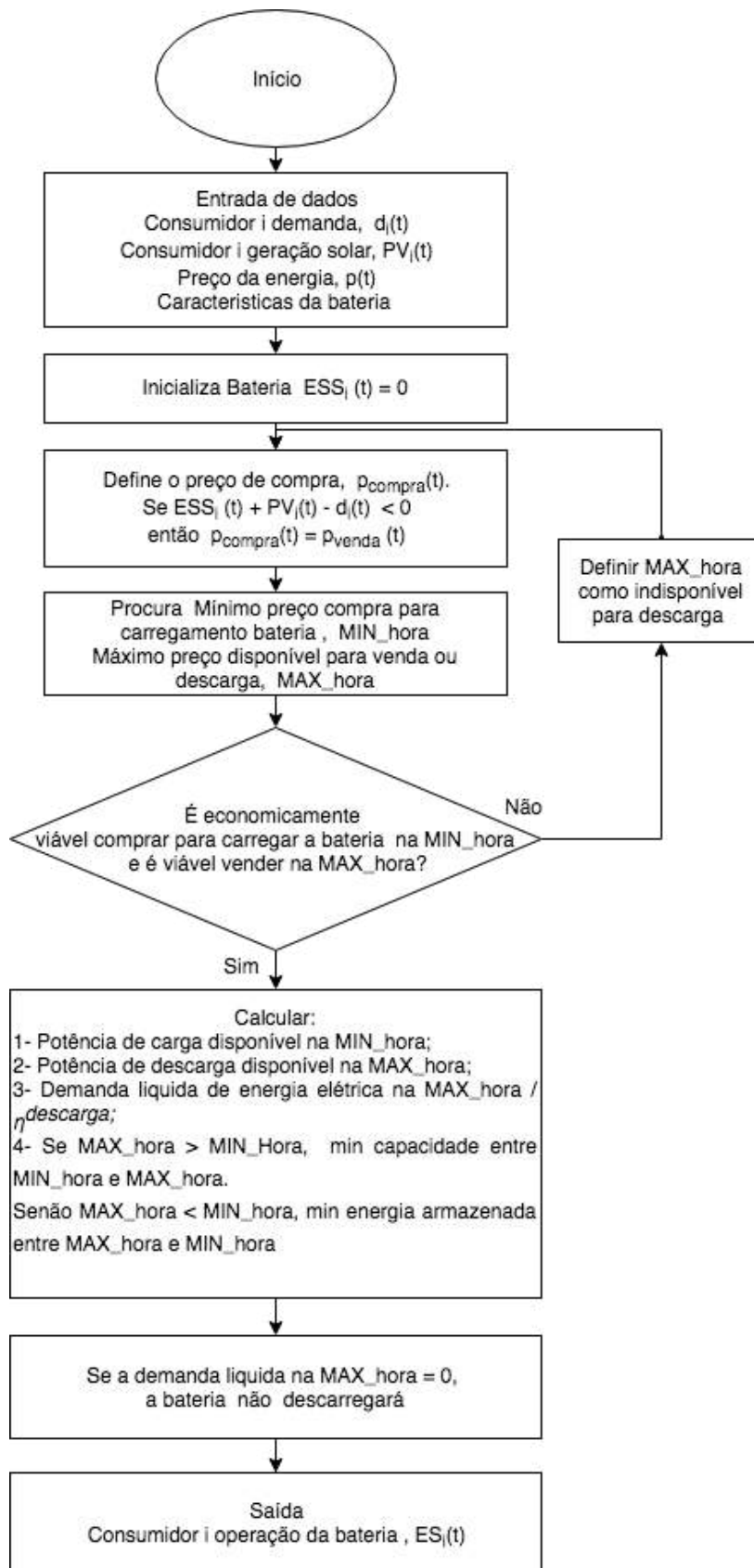
## 3.2 BENEFÍCIOS ECONÔMICOS DOS SISTEMAS PV COM BATERIA - MODELO 2

O objetivo dos benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria - modelo 2 foi o de aplicar um algoritmo que controle o sistema de carregamento de bateria e usar a bateria fotovoltaica acoplada para reduzir ou aumentar a carga do local, a fim de minimizar a custo de energia.

### 3.2.1 Etapas do modelo 2 para gerenciamento e armazenamento de energia

As Etapas da operação do algoritmo para gerenciamento e armazenamento de energia elétrica é apresentado na Figura 11.

Figura 11 - Etapas da operação do algoritmo para gerenciamento e armazenamento de energia elétrica.



### 3.2.2 Coleta de dados para simulação do modelo 2

A coleta de dados usada no modelo 2 utilizou dados reais de demanda de geração fotovoltaica e otimizou a operação da bateria de cada consumidor para minimizar o custo de energia elétrica. Utilizou-se um conjunto de dados de dezembro de 2018 a novembro 2019 composto de dez períodos sendo cada período constituído de uma série de dez dias consecutivos de dados de medidores inteligentes de 4 consumidores residenciais em Austin, Texas, EUA, coletados em um intervalo de 15 minutos (96 amostras para dia). Considerou-se uma série de preços reais da energia tipo SPP (*Settlement Point Prices*) a cada 15 minutos utilizados para liquidação financeira do mercado em tempo real da ERCOT.

Os dados coletados do modelo 2 para a pesquisa não apresentam as características das baterias estacionária das residências e, por esse motivo foi definido pelo autor alguns modelos para a simulação. Quanto aos dados dos veículos elétricos, foram utilizados dados reais dos proprietários. As propriedades da bateria estacionária e das baterias dos veículos elétricos utilizadas no modelo foram: capacidade, carga e descarga de energia, eficiência de carga e eficiência de descarga.

O modelo proposto nesta tese foi baseado nas atuais baterias de íon de lítio disponíveis para consumidores residenciais para o uso de energia fotovoltaica semelhantes às fabricadas pela Tesla. Normalmente, essas baterias têm alta eficiência entre 85-95%, capacidades na faixa de 2 a 20 kWh, vida útil garantida entre 2000 e 5000 ciclos e custos totais do sistema de capital na faixa de US\$ 400 a 700/kWh. Nas simulações, modelou-se estas baterias com uma eficiência (*round-trip efficiency*) média 90% ao longo da vida útil. Assume-se uma vida útil de 3000 ciclos com 85% de profundidade de descarga.

O *round-trip efficiency* da bateria refere-se as perdas internas da própria bateria. Assume-se que a eficiência do carregamento da bateria e a eficiência da descarga sejam iguais à raiz quadrada da eficiência *round-trip efficiency*.

$$\eta_{bat,carga} = \sqrt{\eta_{bat,rt}} \quad (3.57)$$

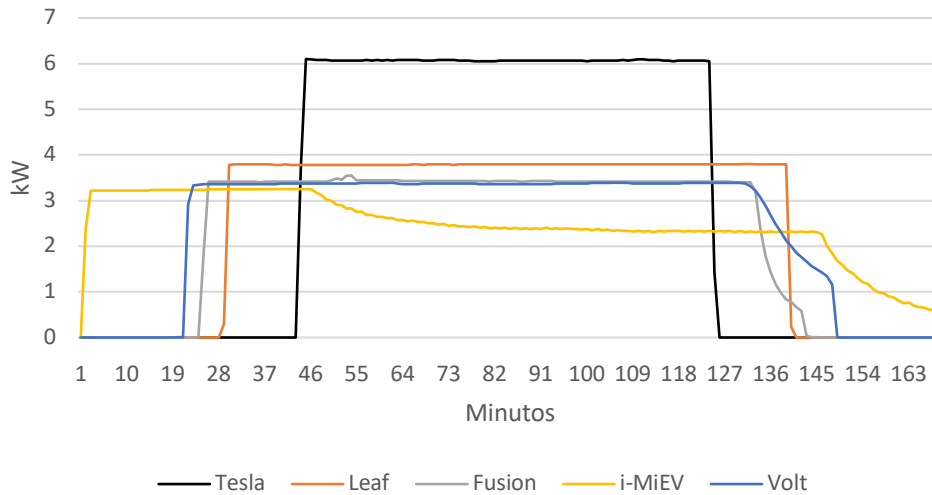
onde

$\eta_{bat,carga}$ : eficiência de carga da bateria

$\eta_{bat,rt}$ : eficiência de carga/descarga da bateria *round-trip efficiency*

Além de avaliar os benefícios econômicos do sistema PV com armazenamento de energia e o efeito das baterias na autossuficiência do consumidor, esta pesquisa comparou a utilização de baterias estacionárias e o aproveitamento do veículo elétrico como alternativa de minimização do custo de energia (Figura 12).

Figura 12 - Carregamento da Bateria por Modelo de veículos elétricos.



Fonte: Adaptado Pecan Street Inc. Dataport (2019).

Com a PV modelada para cada consumidor  $i$  pode-se definir sua autossuficiência básica (sem bateria) como Equação (3.58):

$$AS_i = \frac{D_i - P_i^{Rede}}{D_i} \quad (3.58)$$

onde:

$AS_i$ : autossuficiência básica

$D_i$ : demanda anual de energia elétrica;

$P_i^{Rede}$ : energia elétrica comprada da rede;

Para o cálculo da autossuficiência foram analisados dados anuais de 143 residências que possuíam a geração PV.

Um método de agendamento da operação ideal da bateria corresponde a um preço independente do tempo para a eletricidade da rede  $\pi_c(t) = \pi$  e uma recompensa pela

eletricidade solar exportada  $\pi_{ex}(t)$ . Nesse caso, um prossumidor pode economizar dinheiro perdendo a recompensa pela eletricidade solar exportada, armazenando-a e usando-a para substituir a eletricidade comprada na rede

$$\pi > \frac{\pi_{ex}(t)}{\eta^{carga}\eta^{descarga}} \quad (3.59)$$

Para agendar a operação da bateria de cada consumidor foi adaptado um algoritmo para agendamento ideal de armazenamento (CONNOLLY et al., 2011), (PARRA; PATEL, 2016) e (BARBOUR; GONZÁLEZ, 2018).

### 3.2.3 Função objetivo: benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria - modelo 2

A função objetivo usada para minimizar o custo da energia elétrica para o consumidor residencial foi a Equação (3.60).

$$\begin{aligned} \text{Min } \sum_{t=1}^T \text{custo}_i(t) \\ = \sum_{t=1}^T [P_{Rede}(t) \times (\pi_c(t) - \pi_{ex}(t)) + P_{Carga\ Bateria}(t) \\ * (\pi_c(t) - \pi_{ex}(t)) + P_{Descarga\ Bateria}(t) * (\pi_c(t) - \pi_{ex}(t))] \quad (3.60) \end{aligned}$$

onde

$P_{Rede}(t)$ : energia comprada/vendida para rede na etapa  $i$ ;

$\pi_c(t)$ : custo da compra de energia em  $t$ ;

$\pi_{ex}(t)$ : preço de venda da energia em  $t$ ;

$P_{Carga\ Bateria}(t)$ : energia carregada da bateria no passo  $t$ ;

$P_{Descarga\ Bateria}(t)$ : energia descarregada da bateria no passo  $t$ ;

### 3.2.4 Restrições: benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria - Modelo 2

A demanda elétrica líquida do consumidor em qualquer período  $t$  pode ser expressa como:

$$L_i = ESS_i + PV_i(t) - d_i(t) \quad (3.61)$$

onde

$L_i$ : demanda elétrica líquida para consumidor  $i$ ;

$d_i(t)$ : demanda atual do consumidor  $i$  no tempo  $t$ ;

$PV_i(t)$ : geração solar do consumidor  $i$  no tempo  $t$ ;

$ESS_i$ : bateria consumidor  $i$ .

A demanda líquida ( $L_i$ ) pode ser positiva ou negativa em cada período, onde uma demanda líquida negativa representa eletricidade exportada para a rede. Se o usuário exportar energia suficiente para a rede o custo total poderá ser negativo.

Assume-se que a fatura de energia elétrica dos consumidores seja composta inteiramente pelo preço das unidades elétricas de energia e considera-se os acordos de cobrança de tarifa da energia injetada (FIT - *Feed in Tariff*). O preço da eletricidade comprada da rede elétrica é  $\pi_c(t)$ . O consumidor é cobrado pelo custo da energia que ele usa em cada período, conforme a Equação:

$$custo_i = (ESS_i + PV_i(t) - d_i(t)) \cdot \pi_c(t) \quad (3.62)$$

Na estratégia FIT, a geração fotovoltaica usada localmente substitui a necessidade de comprar eletricidade da rede e a eletricidade excedente exportada é a taxa de exportação FIT ( $\pi_{ex}$ ). Portanto, o custo em cada período depende se a energia está sendo importada ou exportada e é expressa condicionalmente pelas Equações:

$$\begin{aligned} & \text{SE } d_i(t) + ESS_i(t) \geq PV_i(t) \\ & custo_i = (ESS_i + PV_i(t) - d_i(t)) \cdot \pi_c(t) \end{aligned} \quad (3.63)$$



$$\begin{aligned} \text{SENÃO } d_i(t) + ESS_i(t) &< PV_i(t) \\ \text{custo}_i &= (d_i(t) - PV_i(t) + ESS_i) \cdot \pi_{ex}(t) \end{aligned} \quad (3.64)$$

A variável decisão é  $ESS_i$ , bateria em ação do consumidor  $i$ . A função de custo pressupõe que toda a demanda de um consumidor  $d_i(t)$  deva ser atendida, ou seja,  $\text{custo}_i(t)$  é o custo de atender a essa demanda no período  $t$ . O estado de carga da bateria (SOC) é descrita pela Equação:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \Delta t P(t) \quad (3.65)$$

onde

$SOC(t)$ : estado de carga da bateria;

$t$ : é o tempo;

$P(t)$ : é a potência de carga se  $P(t) > 0$ ;

$P(t)$ : é a potência de descarga se  $P < 0$ ;

$\Delta t$ : é o tempo entre  $t$  e  $t + 1$ .

Os limites do SOC ( $t$ ) restringem que a energia armazenada na bateria deve estar entre os limites mínimo e máximo, conforme mostrado na Equação (3.66).

$$SOC^{min} \leq SOC(t) \leq SOC^{max} \quad (3.66)$$

A taxa de carga e descarga de energia elétrica são limitadas pelos limites de carga e descarga da bateria, conforme descrito pela Equação:

$$p^{R,descarga} \leq P(t) \leq p^{R,carga} \quad (3.67)$$

onde

$p^{R,descarga}$ : taxa máxima em que a energia é descarregada da bateria;

$p^{R,carga}$ : taxa máxima em que a energia é carregada a bateria.

Devido à eficiência dos processos de carga e descarga, a energia real exigida por  $ESS(t)$  para fornecer uma adição de  $\Delta tP(t)$  à bateria é fornecida pela Equação (3.68):

$$\begin{aligned} SE P(t) &\geq 0 \\ ESS(t) &= \frac{\Delta tP(t)}{\eta^{carga}} = \frac{\Delta SOC(t)}{\eta^{carga}} \end{aligned} \quad (3.68)$$

A energia da bateria é descarregada  $ESS(t)$  quando  $\Delta SOC(t) < 0$ , dada pela Equação (3.69):

$$\begin{aligned} SE P(t) &< 0 \\ ESS(t) &= \Delta tP(t)\eta^{descarga} = \Delta SOC(t)\eta^{descarga} \end{aligned} \quad (3.69)$$

Restrições para que a bateria não possa ser usada para participar ativamente do mercado, ou seja, vender eletricidade de volta à rede as quais só podem ser usadas para mover o consumo de um período para outro.

$$\begin{aligned} SE PV_i(t) &\leq d_i(t) \\ ESS_i(t) &\geq PV_i(t) - d_i(t) \end{aligned} \quad (3.70)$$

$$\begin{aligned} SENÃO PV_i(t) &> d_i(t) \\ ESS_i(t) &\geq 0 \end{aligned} \quad (3.71)$$

Restrição do ciclo de carregamento são descritas as seguir.

$$\begin{aligned}
 & \text{SE } PV_i(t) > d_i(t), t = 0 \\
 ESS_i(t) &= MIN \left[ PV_i(t) - d_i(t), \frac{P^{R,carga}}{\eta^{carga}}, \frac{SOC^{max}}{\eta^{carga}} \right] \quad (3.72)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{SE } PV_i(t) > d_i(t), t > 0 \\
 ESS_i(t) &= Min \left[ PV_i(t) - d_i(t), \frac{P^{R,carga}}{\eta^{carga}}, \frac{SOC^{max} - SOC(t-1)}{\eta^{carga}} \right] \quad (3.73)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{SE } d_i(t) \geq PV_i(t) \text{ AND } t = 0 \\
 ESS_i(t) &= 0 \quad (3.74)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{SENÃO } d_i(t) \geq PV_i \text{ AND } t > 0 \\
 ESS_i(t) &= MAX \left[ PV_i(t) - d_i(t), P^{R,descarga} \eta^{descarga}, (SOC^{min} \right. \\
 & \quad \left. - SOC(t-1)) \eta^{descarga} \right] \quad (3.75)
 \end{aligned}$$

### 3.3 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo verificou-se a metodologia empregada para esta pesquisa. Destacou-se como se procedeu a coleta de dados e o desenvolvimento dos modelos. Foram apresentados os dois modelos principais e os processos que compõem a metodologia. Foi demonstrado a resolução do modelo 1 que foi subdividido em planejamento da VPP para DAM com o objetivo de maximização da receita e em planejamento da VPP para RTM com o objetivo minimização do custo da operação da VPP. Posteriormente, foi apresentada a resolução do modelo 2 avaliação dos benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria.



## 4 RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

Este capítulo aborda um estudo de caso que está dividido em 3 partes:

- 1) Resultado da simulação do modelo 1 com agregação de prossumidores com dados reais coletados da Pecan Street Project e ERCOT para o planejamento da VPP com a função objetivo de maximização da receita e lucro da operação;
- 2) Testes de verificação do modelo 1 com dados de artigos conforme Anexos A, B, C, D, E, F e G para o planejamento da VPP com a função objetivo de minimização do custo da operação e resultados da simulação do modelo 1 com agregação de prossumidores com dados reais Project da Pecan Street Project e ERCOT para o planejamento da VPP com a função objetivo de minimização do custo e operação;
- 3) Resultado da simulação dos benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria e a análise da autossuficiência dos prossumidores.

### 4.1 MODELO 1 - PLANEJAMENTO DA VPP NO DAM PARA MAXIMIZAÇÃO DA RECEITA DA OPERAÇÃO DA VPP

O modelo 1 - planejamento da VPP para DAM tem o objetivo de maximização da receita fornecendo uma programação inicial com base no resultado da previsão. A saída do PV tem características estocásticas, porém, o sistema deve fazer a agendamento antes de conhecer a saída real do PV com base nos resultados de previsão.

Nesta seção, analisa-se um cenário com agregação de prossumidores na VPP no DAM. Foram realizados testes com três VPPs: a primeira VPP com 30 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 30); a segunda VPP com 60 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 60); a terceira VPP com 120 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 120).

#### 4.1.1 Simulação de Monte Carlo e distribuição de probabilidade para VPP 30

No Quadro 3 apresentam-se as preferências de execução, estatísticas e dados no Crystal Ball e no Quadro 4 são apresentados os resultados, as estatísticas e os valores de previsão para VPP 30. A Figura 13 apresenta a previsão da receita total da VPP 30. Utilizou-se o método Monte Carlo, o intervalo foi de 822,13 a 851,28. O ajuste de função de distribuição de

probabilidade de acordo com o teste de qualidade de Anderson Darling foi a distribuição normal (a distribuição é simétrica). O nível de confiança definido foi 95% e 10.000 simulações, sendo o desvio padrão de 3,66.

Quadro 3 - Preferências de execução, estatísticas e dados do Crystal Ball da VPP 30

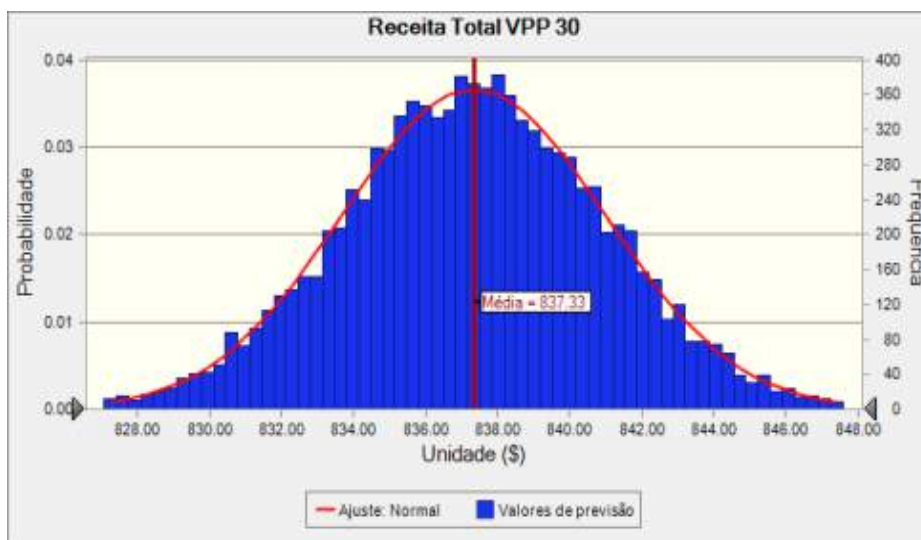
| <b>Preferências de execução</b> | <b>Valores</b> |
|---------------------------------|----------------|
| Número de avaliações executadas | 10.000         |
| Método Monte Carlo              |                |
| Nível de confiança              | 95,00%         |
| <b>Estatísticas de execução</b> |                |
| Tempo total de execução (seg)   | 441,79         |
| Avaliações/segundo (média)      | 23             |
| Números aleatórios por seg      | 2.173          |
| <b>Dados do Crystal Ball</b>    |                |
| Pressupostos                    | 192            |
| Previsões                       | 1              |

Quadro 4 - Estatísticas e valores de previsão para VPP 30

| <b>Estatística</b>       | <b>Valores de previsão</b> |
|--------------------------|----------------------------|
| Avaliações               | 10.000                     |
| Caso Base                | 837,35                     |
| Média                    | 837,33                     |
| Mediana                  | 837,35                     |
| Moda                     | ---                        |
| Desvio Padrão            | 3,66                       |
| Variância                | 13,38                      |
| Obliquidade              | -0,0027                    |
| Curtose                  | 3,07                       |
| Coefficiente de Variação | 0,0044                     |
| Mínimo                   | 822,13                     |
| Máximo                   | 851,28                     |
| Largura do Intervalo     | 29,15                      |
| Erro Padrão Média        | 0,04                       |
| <b>Percentis</b>         |                            |
| 0%                       | 822,13                     |
| 10%                      | 832,65                     |
| 20%                      | 834,31                     |
| 30%                      | 835,43                     |
| 40%                      | 836,42                     |
| 50%                      | 837,35                     |
| 60%                      | 838,24                     |
| 70%                      | 839,25                     |
| 80%                      | 840,41                     |
| 90%                      | 841,98                     |
| 100%                     | 851,28                     |

Fonte: Autor.

Figura 13 - Previsão da receita total da VPP 30 com simulação Monte Carlo



Fonte: Autor.

#### 4.1.2 Simulação de Monte Carlo e distribuição de probabilidade para VPP 60

No Quadro 5 apresentam-se as preferências de execução, estatísticas e dados do Crystal Ball e no Quadro 6 verificam-se as estatísticas e os valores de previsão para VPP 60. A Figura 14 apresenta a previsão da receita total da VPP 60. Utilizou-se do método Monte Carlo, o intervalo foi de 1.151, 44 a 1.191, 38. O ajuste de função de distribuição de probabilidade de acordo com o teste de qualidade de Anderson Darling foi a distribuição beta. A distribuição beta é contínua que geralmente é usada para representar a variabilidade em um intervalo fixo. Pode representar incerteza na probabilidade de ocorrência de um evento. O nível de confiança definido foi 95% e 10.000 simulações, sendo o desvio padrão de 3,66.

Quadro 5 - Preferências de execução, estatísticas e dados do Crystal Ball da VPP 60

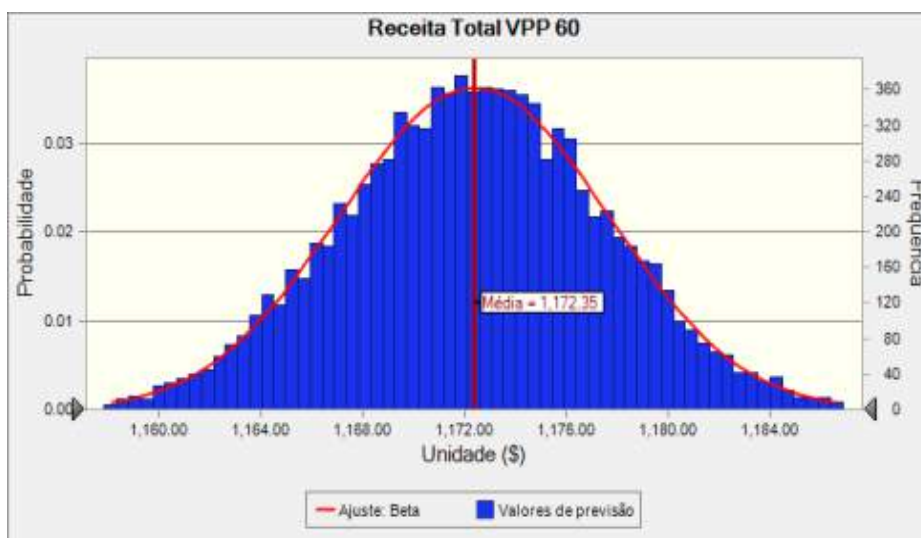
| Preferências de execução        | Valores |
|---------------------------------|---------|
| Número de avaliações executadas | 10.000  |
| Método Monte Carlo              |         |
| Nível de confiança              | 95,00%  |
| <b>Estatísticas de execução</b> |         |
| Tempo total de execução (seg)   | 488,78  |
| Avaliações/segundo (média)      | 20      |
| Números aleatórios por seg      | 3.928   |
| <b>Dados do Crystal Ball</b>    |         |
| Pressupostos                    | 192     |
| Previsões                       | 1       |

Quadro 6 - Estatísticas e valores de previsão para VPP 60

| <b>Estatística</b>       | <b>Valores de previsão</b> |
|--------------------------|----------------------------|
| Avaliações               | 10.000                     |
| Caso Base                | 1.172,30                   |
| Média                    | 1.172,35                   |
| Mediana                  | 1.172,37                   |
| Moda                     | ---                        |
| Desvio Padrão            | 5,17                       |
| Variância                | 26,77                      |
| Obliquidade              | -0,0095                    |
| Curtose                  | 2,93                       |
| Coefficiente de Variação | 0,0044                     |
| Mínimo                   | 1.151,44                   |
| Máximo                   | 1.191,38                   |
| Largura do Intervalo     | 39,94                      |
| Erro Padrão Média        | 0,05                       |
| <b>Percentis</b>         |                            |
| 0%                       | 1.151,44                   |
| 10%                      | 1.165,60                   |
| 20%                      | 1.167,97                   |
| 30%                      | 1.169,63                   |
| 40%                      | 1.171,08                   |
| 50%                      | 1.172,36                   |
| 60%                      | 1.173,67                   |
| 70%                      | 1.175,07                   |
| 80%                      | 1.176,69                   |
| 90%                      | 1.179,02                   |
| 100%                     | 1.191,38                   |

Fonte: Autor.

Figura 14 - Previsão da receita total da VPP 60 com simulação Monte Carlo



Fonte: Autor.



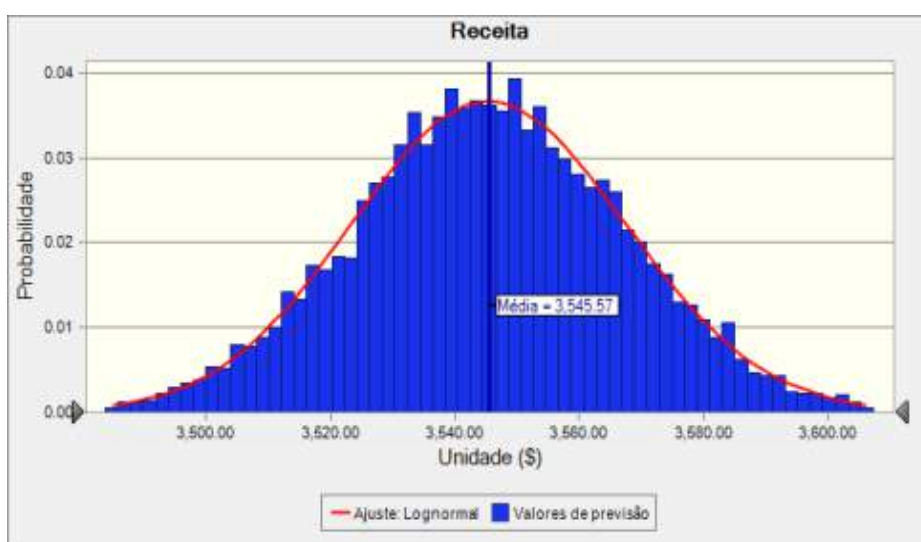
#### 4.1.3 Simulação de Monte Carlo e distribuição de probabilidade para VPP 120

No Quadro 7 apresentam-se as preferências de execução do modelo, estatísticas e dados do Crystal Ball e no Quadro 8 as estatísticas e valores de previsão para a VPP 120. A Figura 15 apresenta a previsão da receita total da VPP 120. Utilizou-se do método Monte Carlo, o intervalo inteiro foi de 3.456,86 a 3.636,07. O ajuste de função de distribuição de probabilidade de acordo com o teste de qualidade de Anderson Darling foi lognormal e nessa distribuição os valores são positivamente assimétricos ou distorcidos; não são simétricos como na distribuição normal. O nível de confiança definido foi 95% e 10.000 simulações, sendo o desvio padrão de 22,06.

Quadro 7 - Preferências de execução, estatísticas e dados do Crystal Ball da VPP 120

| <b>Preferências de execução</b> | <b>Valores</b> |
|---------------------------------|----------------|
| Número de avaliações executadas | 10.000         |
| Método Monte Carlo              |                |
| Nível de confiança              | 95,00%         |
| <b>Estatísticas de execução</b> |                |
| Tempo total de execução (seg)   | 429,56         |
| Avaliações/segundo (média)      | 23             |
| Números aleatórios por seg      | 4.470          |
| <b>Dados do Crystal Ball</b>    |                |
| Pressupostos                    | 192            |
| Previsões                       | 1              |

Figura 15 - Previsão da receita total da VPP 120 com simulação Monte Carlo



Fonte: Autor.

Quadro 8 - Estatísticas e valores de previsão para VPP 120

| <b>Estatística</b>       | <b>Valores de previsão</b> |
|--------------------------|----------------------------|
| Avaliações               | 10.000                     |
| Caso Base                | 3.545,88                   |
| Média                    | 3.545,57                   |
| Mediana                  | 3.545,38                   |
| Moda                     | ---                        |
| Desvio Padrão            | 22,06                      |
| Variância                | 486,85                     |
| Obliquidade              | 0,0225                     |
| Curtose                  | 3,06                       |
| Coefficiente de Variação | 0,0062                     |
| Mínimo                   | 3.456,86                   |
| Máximo                   | 3.636,07                   |
| Largura do Intervalo     | 179,21                     |
| Erro Padrão Média        | 0,22                       |
| <b>Percentis</b>         |                            |
| 0%                       | 3.456,86                   |
| 10%                      | 3.517,12                   |
| 20%                      | 3.527,39                   |
| 30%                      | 3.533,97                   |
| 40%                      | 3.539,86                   |
| 50%                      | 3.545,38                   |
| 60%                      | 3.550,92                   |
| 70%                      | 3.556,97                   |
| 80%                      | 3.564,28                   |
| 90%                      | 3.573,77                   |
| 100%                     | 3.636,07                   |

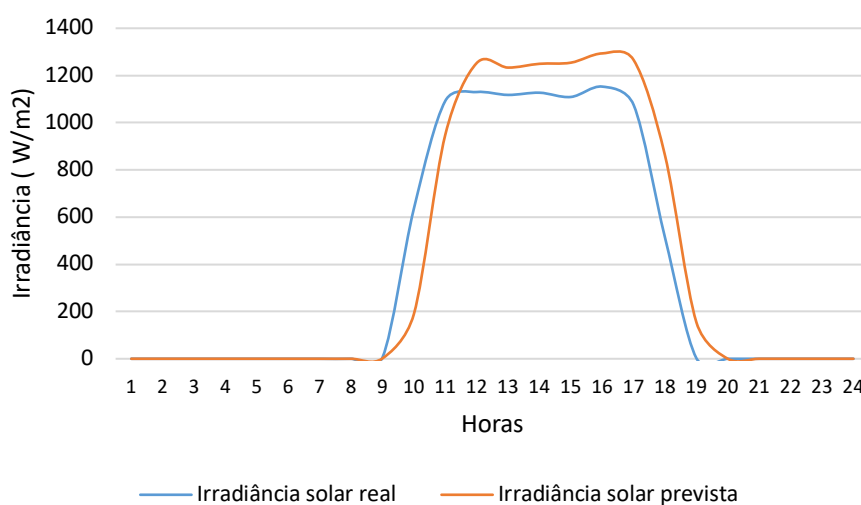
Fonte: Autor.

#### 4.1.4 Planejamento da VPP do DAM para maximização do lucro da operação da VPP

O levantamento de dados de energia solar serve como base para a identificação do potencial de geração PV, sendo que na Figura 16 demonstra-se a previsão de irradiância solar versus irradiância ocorrida no dia 03 de janeiro 2019.

Na Figura 17 apresenta-se a previsão da geração PV e a efetiva geração da PV da VPP30 e, na Figura 18 demonstra-se o lucro total da VPP calculado com o algoritmo após a simulação Monte Carlo.

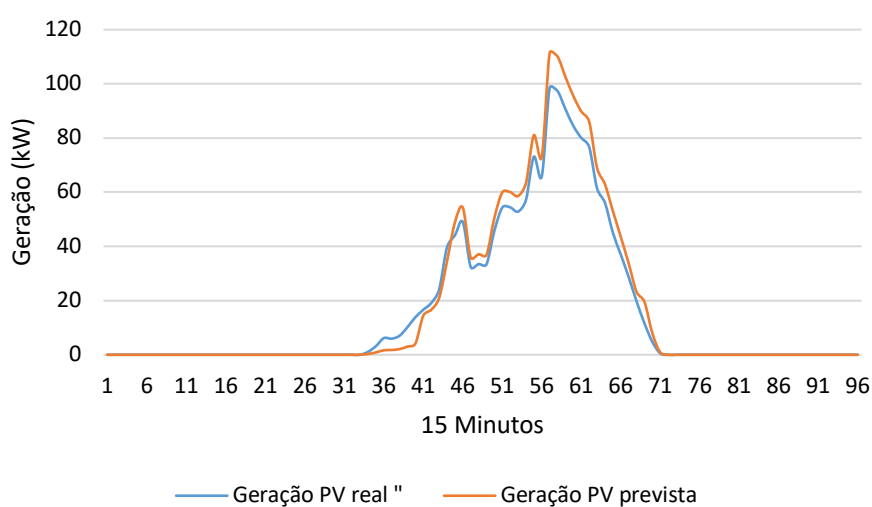
Figura 16 - Irradiância solar versus previsão de irradiância solar



Fonte: Autor.

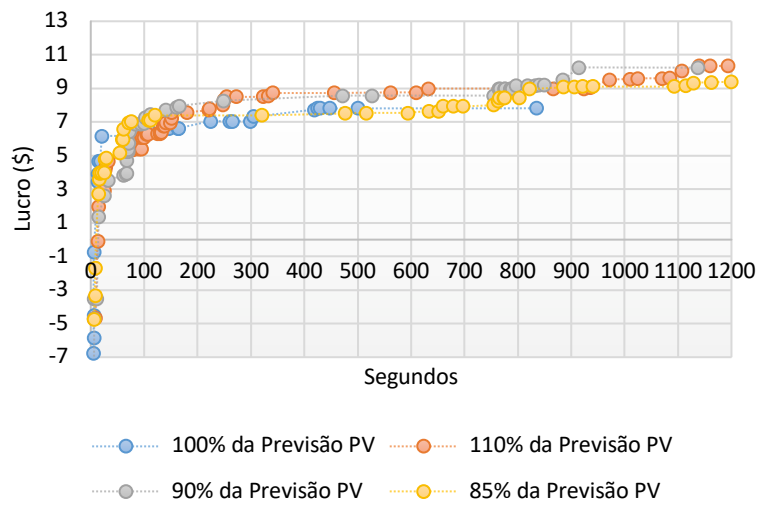
Foram realizados testes do algoritmo com a função objetivo de maximização do lucro na VPP 30 com 100% da previsão geração PV e com 100% da previsão de demanda. O resultado foi uma receita de 837,35 e um lucro de \$10,35, conforme Figura 18, confirmando os valores da previsão encontrada com a função de distribuição de probabilidade na simulação de Monte Carlo (Figura 13).

Figura 17 - Previsão da geração PV versus geração real da PV na VPP 30



Fonte: Autor.

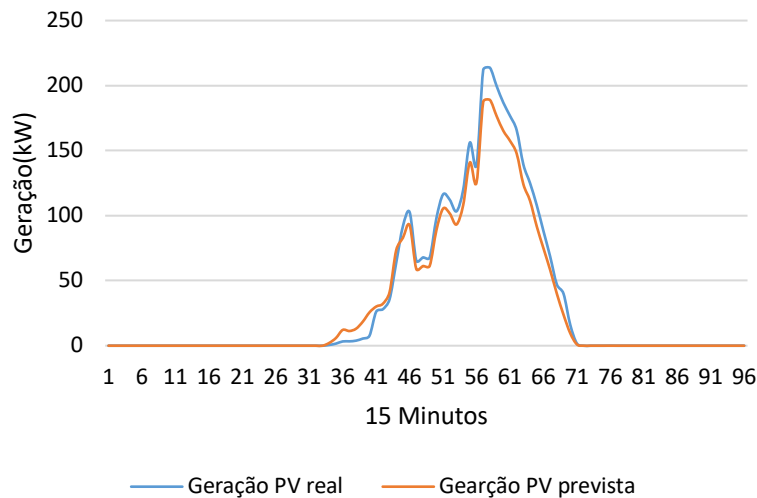
Figura 18 - Previsão do lucro da VPP 30 com algoritmo após simulação Monte Carlo



Fonte: Autor.

Foram realizados os mesmos testes para a VPP 60 e 120. Na sequência são apresentados os resultados da VPP 60 na Figura 19 e na Figura 20.

Figura 19 - Previsão da geração PV versus geração real da PV na VPP 60

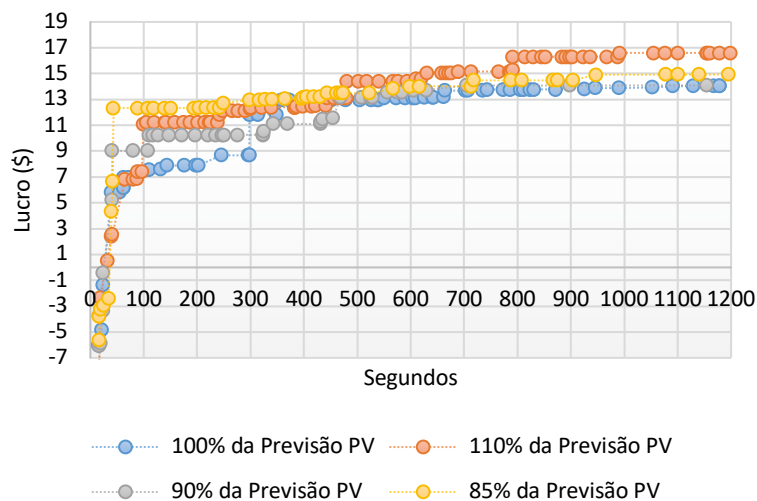


Fonte: Autor.

Foram realizados testes do algoritmo com a função objetivo de maximização do lucro na VPP 60 com 100% da previsão geração PV e com 100% da previsão de demanda. O resultado foi uma receita de 1172,30 e um lucro de \$14,031, conforme Figura 20, confirmando os valores da previsão encontrada com a função de distribuição de probabilidade na simulação de Monte

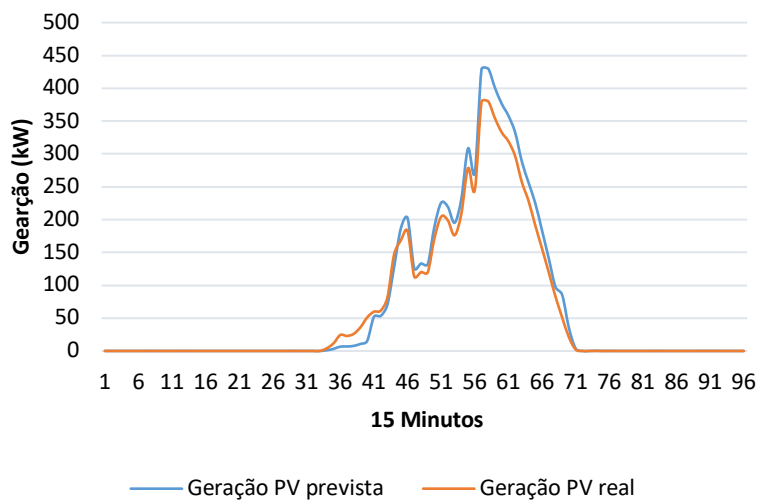
Carlo (Figura 14). Na Figura 21 e na Figura 22 apresentam-se os resultados na VPP 120 tanto da previsão da geração PV como da previsão do lucro total.

Figura 20 - Previsão do lucro da VPP 60 com algoritmo após simulação Monte Carlo



Fonte: Autor.

Figura 21 - Previsão da geração PV versus geração real da PV na VPP 120

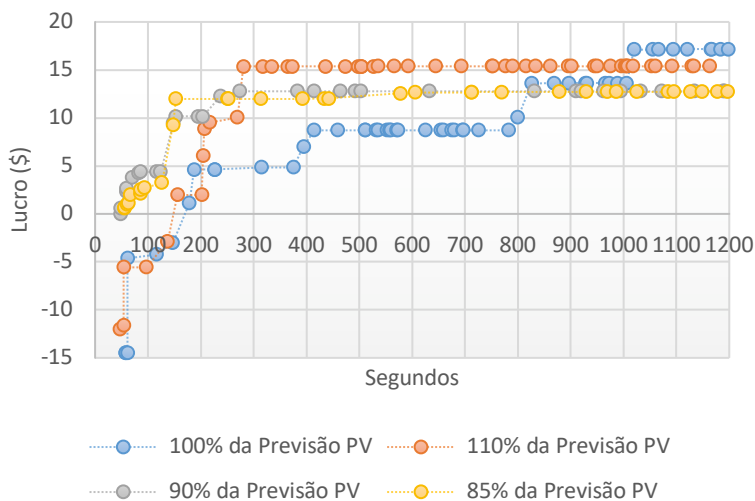


Fonte: Autor.

Foram realizados testes do algoritmo com a função objetivo de maximização do lucro na VPP 120 com 100% da previsão geração PV e com 100% da previsão de demanda. O resultado foi uma receita de \$3545,88 e um lucro de \$17,15, conforme Figura 22, confirmando

os valores da previsão encontrada com a função de distribuição de probabilidade na simulação de Monte Carlo (Figura 15).

Figura 22 - Previsão do lucro da VPP 120 com algoritmo após simulação Monte Carlo



Fonte: Autor.

#### 4.1.5 PBDR no planejamento da VPP para DAM

Foram simulados cenários do programa de resposta à demanda baseado na tarifa. À medida que o preço se eleva os consumidores tendem a reduzir a quantidade demandada e, quando o preço cai, os consumidores tendem a aumentar o volume demandado. Os programas de DR baseados em preços enviam uma sinal de preço para induzir os consumidores a ajustar voluntariamente seu padrão de consumo de energia (WANG et al., 2011).

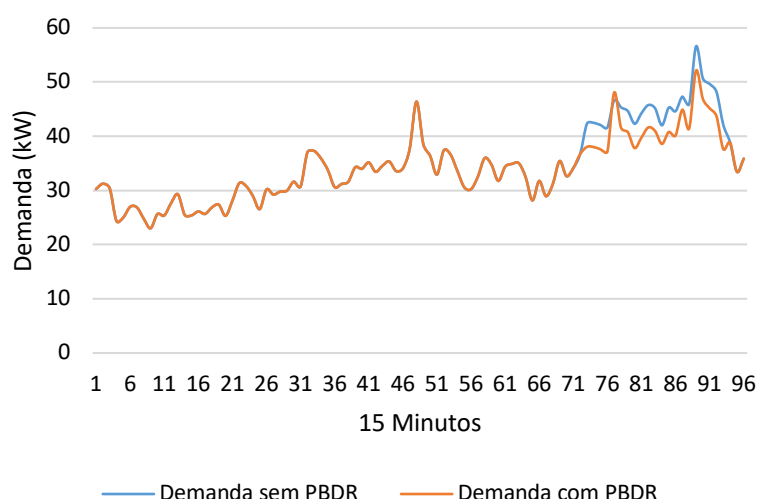
Supõe-se uma demanda como base com uma variação de +5% e -5% que serve de parâmetro para que na redução verifique: se o produto foi atendido e seu respectivo montante reduzido; e o valor a ser pago ao consumidor que reduziu a carga. A demanda base de referência para a participação do programa é calculada com base em cinco dias típicos de consumo.

A influência do PBDR no consumo de energia dos clientes pode ser descrita por elasticidade do preço da demanda. A elasticidade de preço cruzada é a medida de quanto varia a demanda por um bem em resposta a uma variação de preço de outro bem. Nesta seção, é sugerida uma mudança no comportamento de consumo de energia elétrica dos consumidores, onde os mesmos deixariam de consumir em um determinado horário em que a energia elétrica é mais cara, para consumir em outros horários com tarifas mais baixas. É considerado como

período de baixa elasticidade o horário onde o consumidor tem muito pouca mobilidade do seu consumo e o horário de alta elasticidade o período onde os consumidores teriam mais facilidades e possibilidades para deslocar seu consumo. Com base em estudos nacionais e internacionais, o intervalo comum para estimativas de curto prazo da elasticidade-preço da eletricidade é de -0,1 a -0,3. As estimativas podem ser tão baixas quanto -0,025 e tão altas quanto -0,6 (AUSGRID, 2015). Nos testes realizados com o modelo foi calculado um coeficiente de elasticidade cruzada de -0,058.

Apresenta-se o resultado da resposta à demanda baseado em tarifa na VPP 30 (Figura 23), percebendo-se que ocorreu a redução da demanda no período das 18 às 23 horas quando enviado um sinal ao consumidor para reduzir a demanda e se beneficiar do PBDR de 40% de desconto na tarifa (Figura 24).

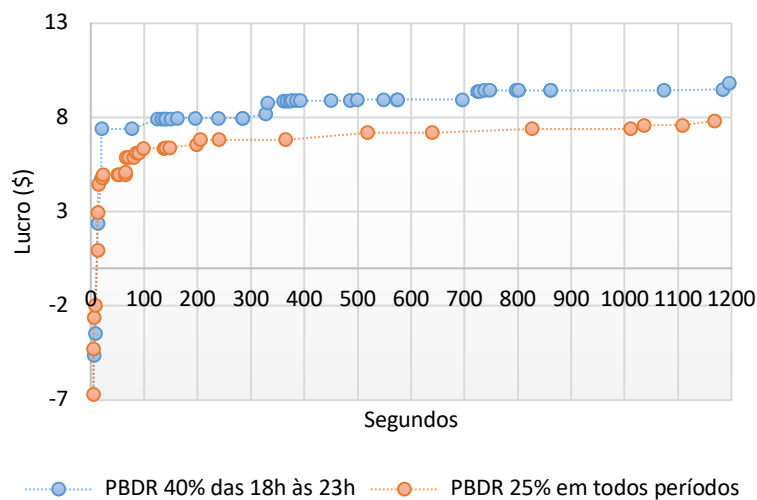
Figura 23 - Demanda da VPP 30 com PBDR versus sem PBDR das 18 às 23 horas



Fonte: Autor.

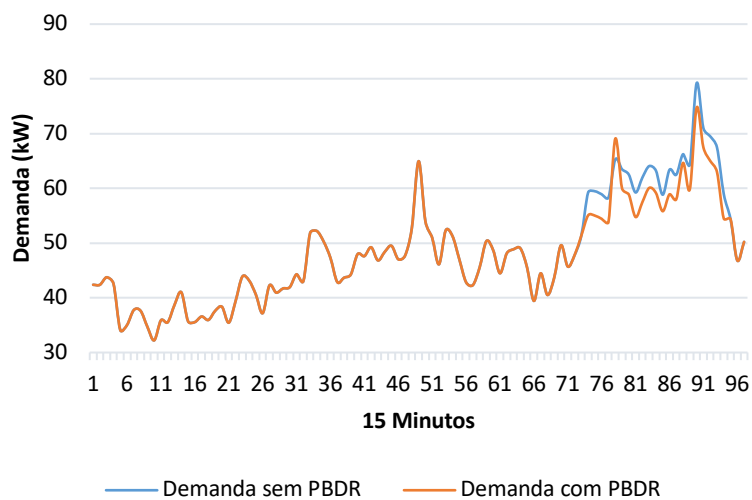
Apresenta-se o resultado da resposta à demanda baseado em tarifa na VPP 60 (Figura 25), percebendo-se que ocorreu a redução da demanda no período das 18 às 23 horas quando enviado um sinal ao consumidor para reduzir a demanda e se beneficiar do PBDR de 40% de desconto na tarifa (Figura 26).

Figura 24 - Previsão do lucro da VPP 30 com PBDR



Fonte: Autor.

Figura 25 - Demanda da VPP 60 com PBDR versus sem PBDR das 18 às 23 horas

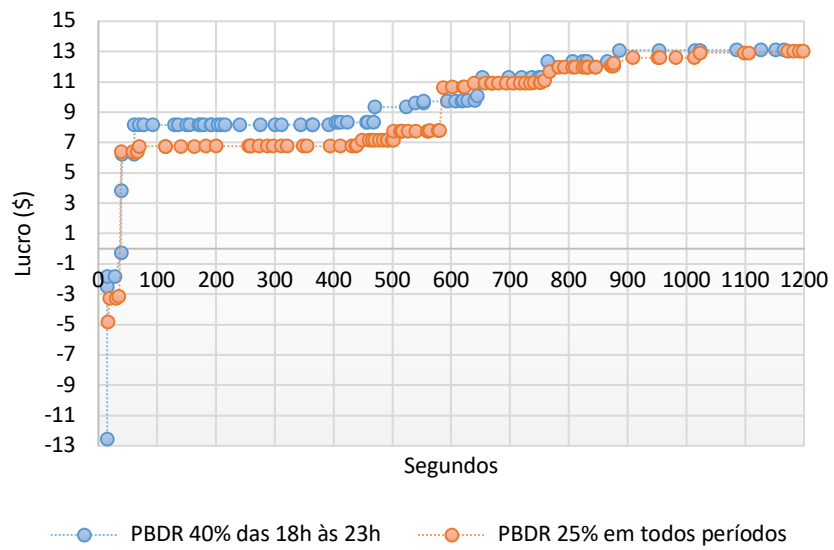


Fonte: Autor.

Apresenta-se o resultado da resposta à demanda baseado em tarifa na VPP 120 (Figura 27), percebendo-se que ocorreu a redução da demanda no período das 18 às 23 horas quando enviado um sinal ao consumidor para reduzir a demanda e se beneficiar do PBDR de 40% de desconto na tarifa (Figura 28).

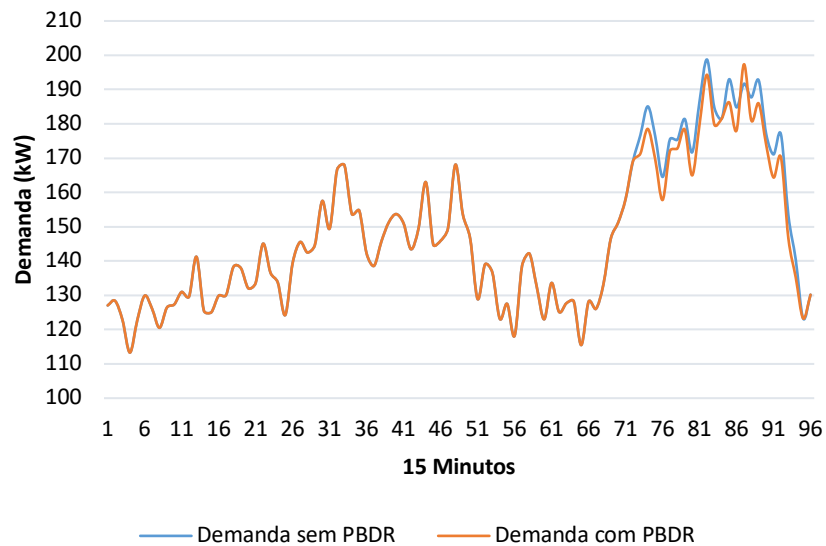


Figura 26 - Previsão do lucro da VPP 60 com PBDR



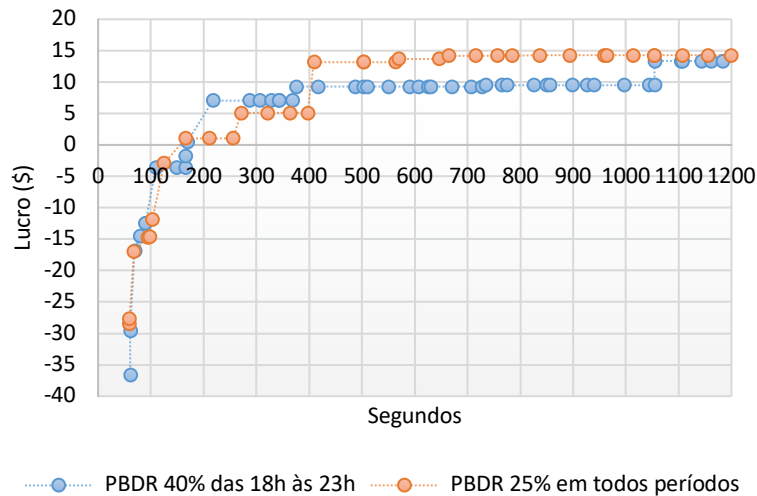
Fonte: Autor.

Figura 27 - Demanda da VPP 120 com PBDR versus sem PBDR das 18 às 23 horas



Fonte: Autor.

Figura 28 - Previsão do lucro da VPP 120 com PBDR



Fonte: Autor.

## 4.2 MODELO 1: PLANEJAMENTO DA VPP PARA MINIMIZAÇÃO DO CUSTO DA OPERAÇÃO

Para os testes de verificação do modelo 1 do planejamento da VPP para minimização de custo da operação foram simulados cenários onde os DGs podem se alternar entre os modos ON/OFF com a carga inicial da bateria igual a zero. Isso significa que a quantidade de descarga da bateria é limitada pela quantidade de energia que é carregada nas últimas horas.

### 4.2.1 Verificação do modelo 1 planejamento da VPP minimização do custo de operação

No primeiro cenário para verificação do modelo 1 presume-se que todas as unidades gerem eletricidade e o excedente de energia ou a demanda adicional dentro da rede seja trocada com a concessionária a partir do ponto de acoplamento comum. Todas as unidades, incluindo a concessionária, podem operar dentro dos limites de potência satisfazendo as restrições exigidas. Note-se, também, que o processo de carregamento das baterias é realizado nas primeiras horas do dia em que os preços são mais baixos.

A Tabela 1 apresenta os resultados do despacho econômico de energia. Consta-se que a bateria é carregada nas primeiras horas do dia (horas 1 e 8), mesmo comprando energia de MT. Esse evento indica que, para reduzir a geração de energia elétrica em horários posteriores, é mais econômico carregar a bateria com o MT. A Tabela 2 compara o custo total, enquanto a

Figura 29 mostra o número de soluções que o algoritmo buscou até convergir para a melhor solução.

Tabela 1 - Despacho econômico

| Hora | Rede    | WT    | PV    | FC | MT    | Bateria |
|------|---------|-------|-------|----|-------|---------|
| 1    | 30      | 0     | 0     | 30 | 6,396 | -14,396 |
| 2    | 30      | 0     | 0     | 30 | 6     | -16     |
| 3    | 30      | 0     | 0     | 30 | 8,575 | -18,575 |
| 4    | 30      | 0     | 0     | 30 | 6     | -15     |
| 5    | 30      | 0     | 0     | 30 | 6,171 | -10,171 |
| 6    | 30      | 0     | 0     | 30 | 6     | -3      |
| 7    | 30      | 0     | 0     | 30 | 6,826 | 3,174   |
| 8    | 9,027   | 0     | 0     | 30 | 6     | 29,973  |
| 9    | -15,784 | 1,784 | 0     | 30 | 30    | 30      |
| 10   | -20,615 | 3,09  | 7,525 | 30 | 30    | 30      |
| 11   | -29,925 | 8,775 | 9,15  | 30 | 30    | 30      |
| 12   | -30     | 10,41 | 3,59  | 30 | 30    | 30      |
| 13   | -21,915 | 3,915 | 0     | 30 | 30    | 30      |
| 14   | -30     | 2,232 | 9,768 | 30 | 30    | 30      |
| 15   | -15,784 | 1,784 | 0     | 30 | 30    | 30      |
| 16   | -11,305 | 1,305 | 0     | 30 | 30    | 30      |
| 17   | -5,13   | 0,13  | 0     | 30 | 30    | 30      |
| 18   | 22      | 0     | 0     | 30 | 6     | 30      |
| 19   | 30      | 0     | 0     | 30 | 6     | 24      |
| 20   | 21      | 0     | 0     | 30 | 6     | 30      |
| 21   | -13,301 | 1,301 | 0     | 30 | 30    | 30      |
| 22   | -19     | 0     | 0     | 30 | 30    | 30      |
| 23   | 30      | 0     | 0     | 30 | 6     | -1      |
| 24   | 30      | 0     | 0     | 30 | 6     | -10     |

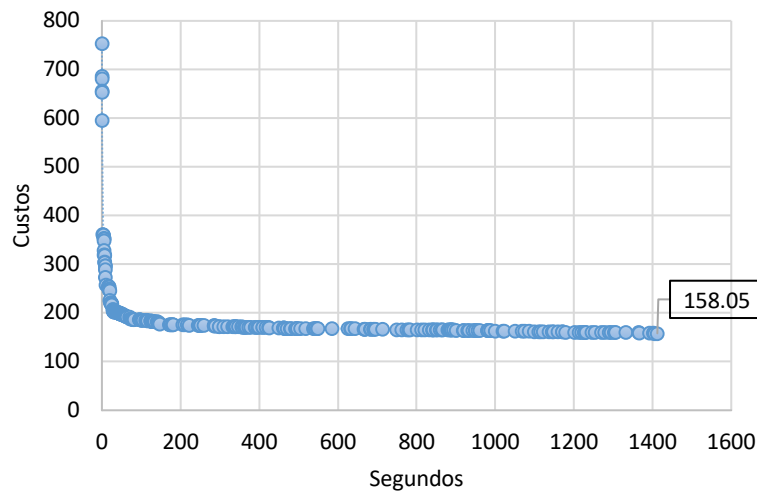
Fonte: Autor.

Tabela 2 - Comparação do custo total para o primeiro cenário

| Tipo                           | Melhor solução |
|--------------------------------|----------------|
| GA(MOGHADDAM et al., 2011)     | 162,9469       |
| PSO(MOGHADDAM et al., 2011)    | 162,0083       |
| FSAPSO(MOGHADDAM et al., 2011) | 161,5561       |
| CPSO-T(MOGHADDAM et al., 2011) | 161,0580       |
| CPSO-L(MOGHADDAM et al., 2011) | 160,7708       |
| GA Matlab (Autor)              | 163,0707       |
| Cplex (Autor)                  | 157,6230       |
| CP Optimizer (Autor)           | 158,0454       |

Fonte: Autor.

Figura 29 - Número de soluções e o custo total para o primeiro cenário



Fonte: Autor.

Foi simulado também um segundo cenário onde as DGs podem se alternar entre os modos ON / OFF não considerando a descarga da bateria. Na Tabela 3 mostram-se os resultados da comparação dos desempenhos dos algoritmos. Assim, as simulações demonstram que o algoritmo genético utilizado no software Matlab atendeu as expectativas, sendo que a Figura 30 mostra o número de soluções e o custo total para o segundo cenário.

Tabela 3 - Resultados da comparação dos desempenhos dos algoritmos segundo cenário

| Tipo  | Melhor solução |
|---|----------------|
| GA (BAZIAR; KAVOUSI-FARD, 2013)               | 334,8694       |
| PSO (BAZIAR; KAVOUSI-FARD, 2013)              | 327.7211       |
| FSAPSO (BAZIAR; KAVOUSI-FARD, 2013)           | 326,4291       |
| $\theta$ -PSO(BAZIAR; KAVOUSI-FARD, 2013)     | 318.6401       |
| SAM $\theta$ -PSO(BAZIAR; KAVOUSI-FARD, 2013) | 299.4124       |
| ICA (KASAEI; GANDOMKAR; NIKOUKAR 2017)        | 299.1042       |
| GA Matlab (autor)                             | 330,6707       |
| <i>CP Optimizer</i> (Autor)                   | 291,3967       |

Fonte: Autor.

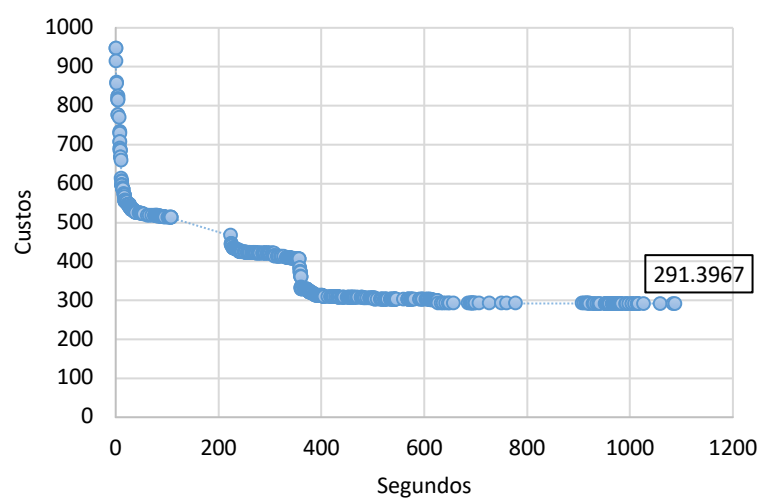
A Tabela 4 apresenta os resultados do despacho econômico de energia. Isso significa que a quantidade de descarga da bateria é limitada pela quantidade de energia cobrada nas últimas horas.

Tabela 4 - Despacho econômico de energia do segundo cenário.

| Hora | Rede    | WT    | PV    | FC | MT | Bateria |
|------|---------|-------|-------|----|----|---------|
| 1    | 30      | 0     | 0     | 30 | 22 | -30     |
| 2    | 30      | 0     | 0     | 30 | 20 | -30     |
| 3    | 30      | 0     | 0     | 30 | 20 | -30     |
| 4    | 30      | 0     | 0     | 30 | 21 | -30     |
| 5    | 30      | 0     | 0     | 30 | 26 | -30     |
| 6    | 30      | 0     | 0     | 30 | 30 | -27     |
| 7    | 30      | 1     | 0     | 30 | 30 | -21     |
| 8    | 30      | 0     | 0     | 30 | 17 | -2      |
| 9    | -15.784 | 1.784 | 0     | 30 | 30 | 30      |
| 10   | -20.615 | 3.09  | 7.525 | 30 | 30 | 30      |
| 11   | -30     | 8.775 | 9.225 | 30 | 30 | 30      |
| 12   | -30     | 10.41 | 7.59  | 30 | 30 | 26      |
| 13   | 30      | 3.915 | 5.085 | 30 | 30 | -27     |
| 14   | -30     | 2.37  | 12.63 | 30 | 30 | 27      |
| 15   | -15.784 | 1.784 | 0     | 30 | 30 | 30      |
| 16   | -11.305 | 1.305 | 0     | 30 | 30 | 30      |
| 17   | 2       | 0     | 0     | 30 | 30 | 23      |
| 18   | 30      | 0     | 0     | 30 | 30 | -2      |
| 19   | 30      | 0     | 0     | 30 | 28 | 2       |
| 20   | 30      | 0     | 0     | 30 | 27 | 0       |
| 21   | 16.699  | 1.301 | 0     | 30 | 30 | 0       |
| 22   | 11      | 0     | 0     | 30 | 30 | 0       |
| 23   | 30      | 0     | 0     | 30 | 18 | -13     |
| 24   | 30      | 0     | 0     | 20 | 6  | 0       |

Fonte: Autor.

Figura 30 - Número de soluções e o custo total para o 2º cenário



Fonte: Autor.

Os testes de verificação do modelo 1 do planejamento da VPP, para minimização de custo da operação, foram simulados em cenários onde os DGs alternaram entre os modos ON/OFF com a carga inicial da bateria igual a zero, demonstrando-se que o algoritmo utilizado atendeu as expectativas atingindo uma solução melhor ao minimizar os custos totais da VPP.

#### 4.2.2 Agregação de prosumidores na VPP

Nesta seção analisa-se um cenário com agregação de prosumidores na VPP. Foram realizados testes com três VPPs: a primeira VPP com 30 prosumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 30); a segunda VPP com 60 prosumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 60); a terceira VPP com 120 prosumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 120).

Na sequência, foram adicionados ao modelo 1 restrições de resposta à demanda baseado em incentivos (IBDR) para as VPP 30, VPP 60 e VPP 120.

##### 4.2.2.1 Resultado da VPP 30

A VPP tem objetivo de minimização do custo da operação e as DGs podem se alternar entre os modos ON / OFF, com a carga inicial da bateria igual 50% da capacidade e a carga final igual 50% da capacidade. Foi testado o algoritmo com a agregação com dados de 30 prosumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs, conforme Tabela 5, sendo os dados coletados em intervalos de 15 min no dia 03 de janeiro de 2019, sendo que referida VPP será denominada VPP 30.

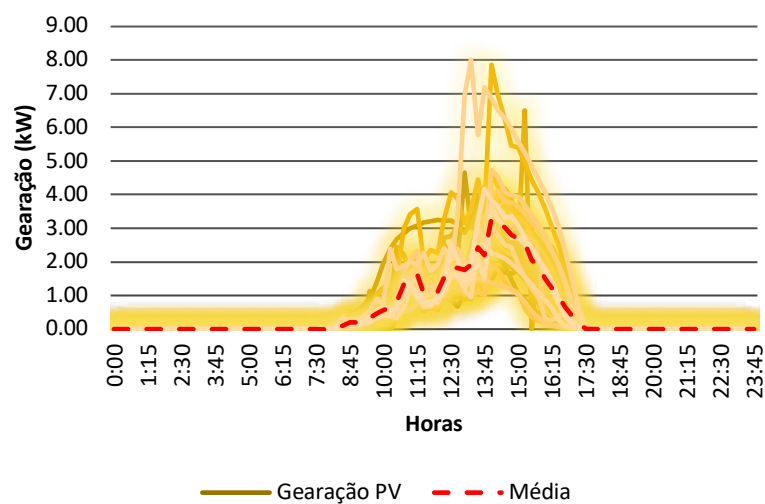
Tabela 5 - Características das baterias utilizadas nas simulações

| Nome              | Capacidade (kWh) | Potencia (kW) Carga/Descarga | Carga/Descarga Eficiência (%) | Referências     |
|-------------------|------------------|------------------------------|-------------------------------|-----------------|
| Chevrolet Volt G2 | 14,00            | 3,60                         | 94,87                         | (GM, 2016)      |
| Tesla S 85        | 85,00            | 7,00                         | 94,87                         | (TESLA, 2016)   |
| Tesla Powerwall 2 | 13,50            | 5,00                         | 94,87                         | (TESLA, 2019b)  |
| Adara Power       | 8,60             | 5,50                         | 94,87                         | (ADARA, 2017)   |
| Samsung SDI       | 8,00             | 3,00                         | 97,46                         | (SAMSUNG, 2019) |
| LG Chem RESU10H   | 9,30             | 5,00                         | 97,46                         | (LG-CHEM, 2017) |

Fonte: Autor.

Na Figura 31 apresenta-se a geração PV individual dos 30 prossumidores no dia 03 de janeiro 2019.

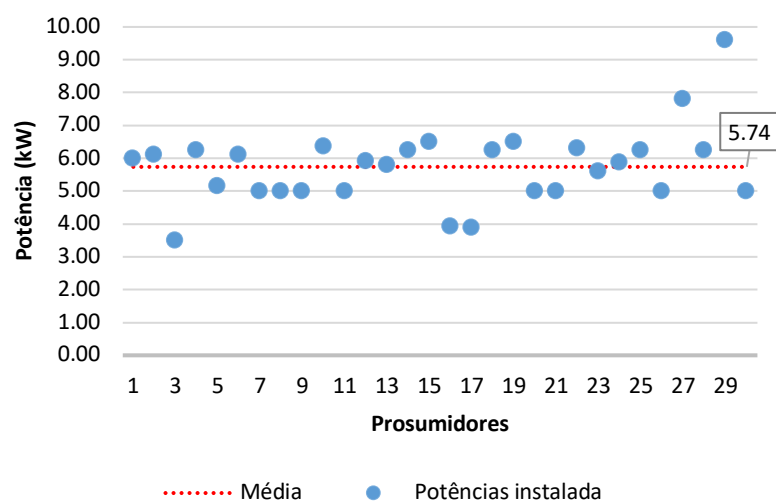
Figura 31 - Geração PV dos 30



Fonte: Autor.

As potências instaladas dos sistemas PVs nos prossumidores estão distribuídas conforme Figura 32.

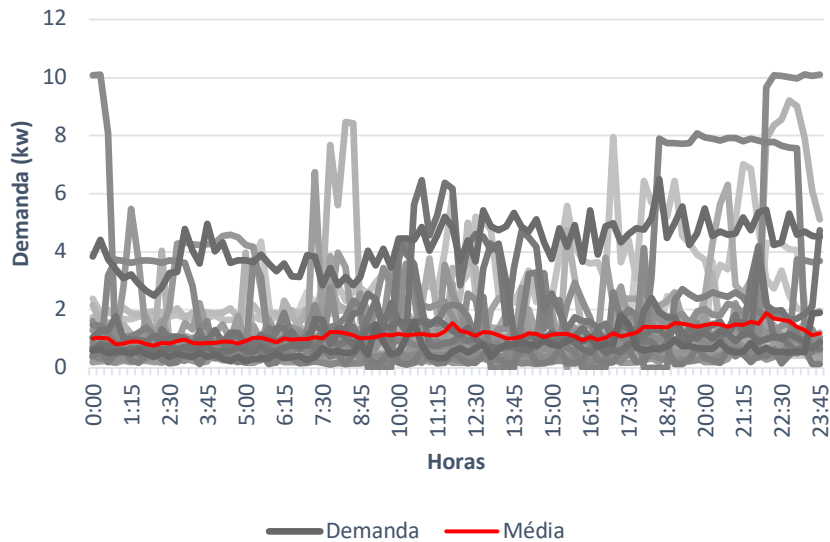
Figura 32 - Potências instaladas dos sistemas PVs nos prossumidores da VPP 30



Fonte: Autor.

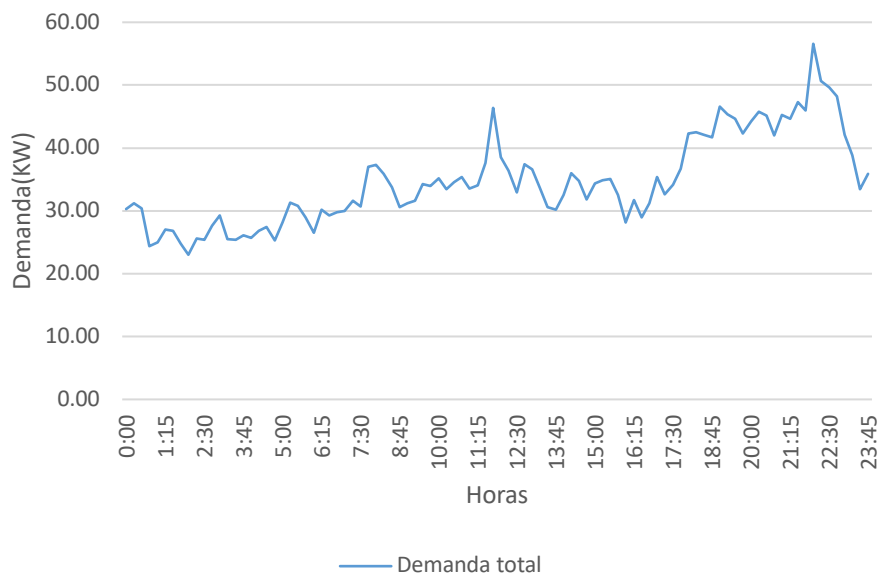
Na Figura 33 é apresentada a demanda individual de cada um dos 30 prossumidores no dia 03 de janeiro 2019, já na Figura 41 apresenta-se a demanda que deverá ser atendida pela VPP.

Figura 33 - Demanda individual dos prossumidores VPP 30



Fonte: Autor.

Figura 34 - Demanda que deverá ser atendida pela VPP 30 no dia 03 de janeiro 2019

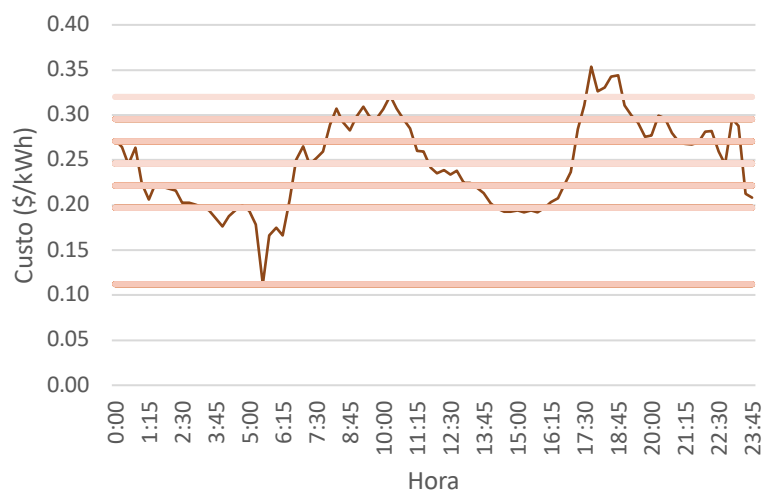


Fonte: Autor.

A Figura 35 mostra a oscilação dos preços LMP e os preços ofertados. Na Figura 36 é apresentado o número de soluções e o custo total referente a simulação do modelo 1.

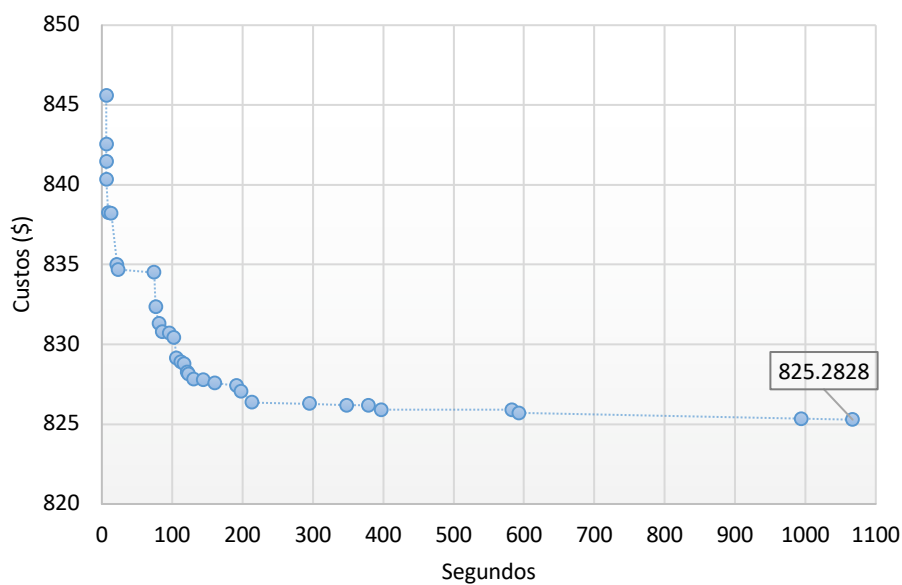


Figura 35 - Preço LMP oscilando versus aos preços constantes ofertados pelos prossumidores



Fonte: Autor.

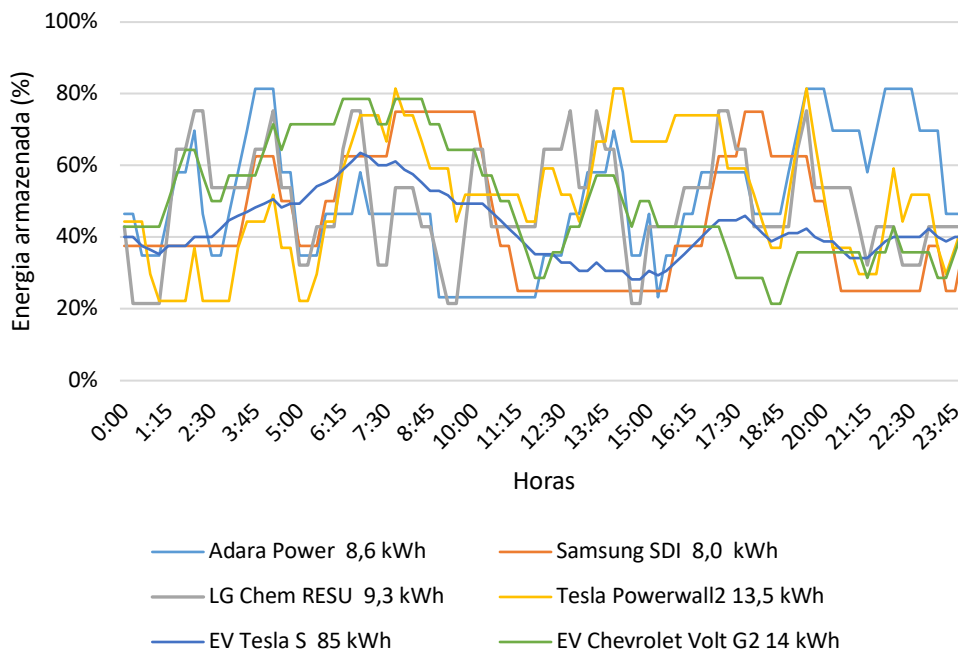
Figura 36 - Número de soluções e o custo total com VPP 30



Fonte: Autor.

A Figura 37 compara o nível de carga da bateria (SOC) em relação a sua capacidade entre as diferentes marcas e modelos.

Figura 37 - SOC das baterias com VPP 30



Fonte: Autor.

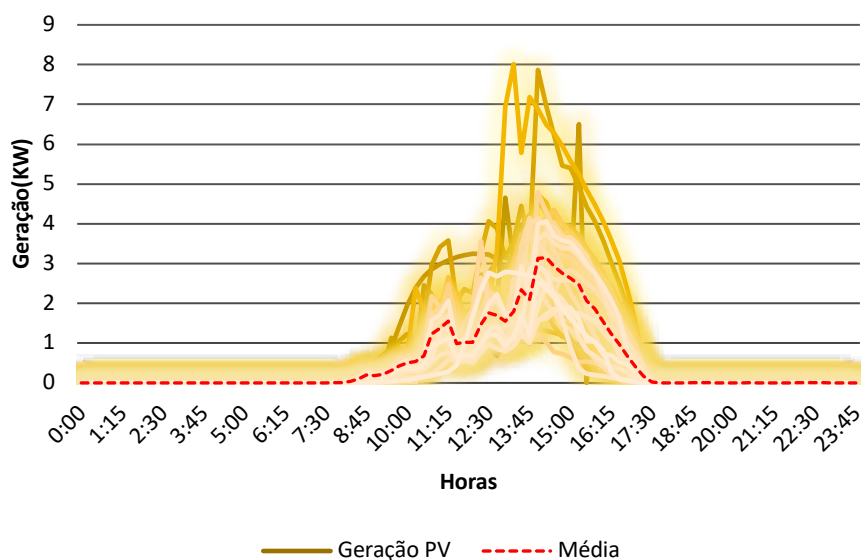
Com isso, percebe-se o comportamento de carga e descarga da bateria em relação a sua capacidade com a utilização do algoritmo, observando-se que o SOC da bateria aumentou no final do dia visto a redução dos preços de energia e a restrição de que a carga final fosse igual a inicial.

#### 4.2.2.2 Resultado da VPP 60

A VPP tem objetivo de minimização do custo da operação e as DGs podem se alternar entre os modos ON / OFF, com a carga inicial da bateria igual 50% da capacidade e a carga final igual 50% da capacidade. Foi testado o algoritmo com a agregação com dados de 60 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs, sendo os dados coletados em intervalos de 15 min no dia 03 de janeiro de 2019, sendo que referida VPP será denominada VPP 60.

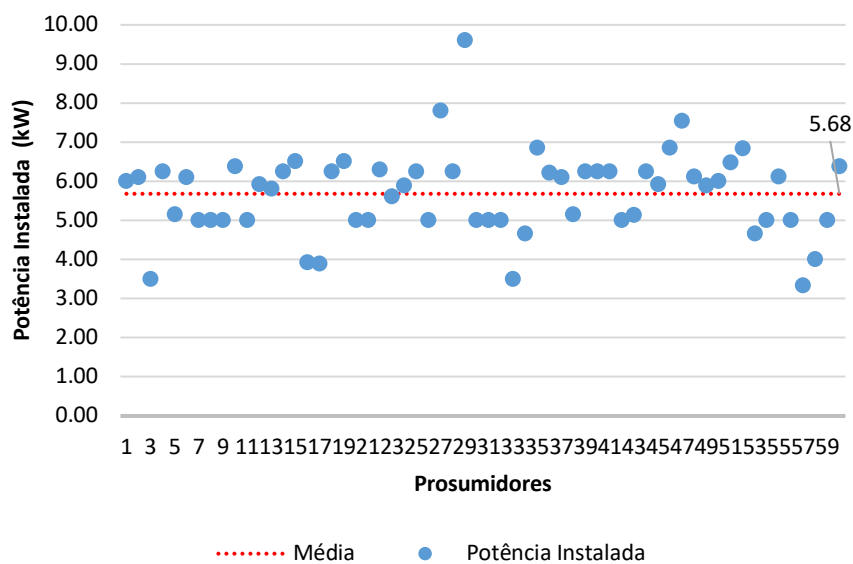
Na Figura 38 apresenta-se a geração PV individual dos 60 prossumidores no dia 03 de janeiro 2019. As potências instaladas dos sistemas PVs nos prossumidores está distribuída conforme Figura 39.

Figura 38 - Geração PV dos 60 prossumidores da VPP 60



Fonte: Autor.

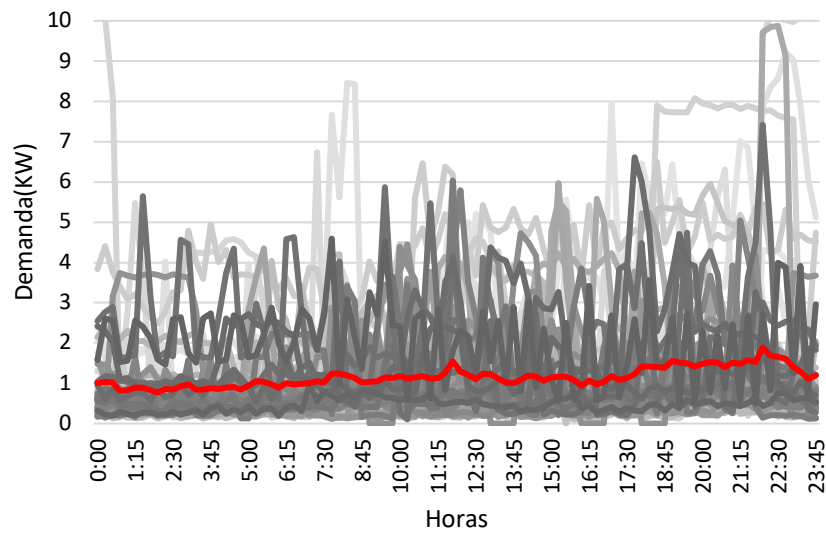
Figura 39 - Potências instalada dos sistemas PVs nos prossumidores da VPP 60



Fonte: Autor.

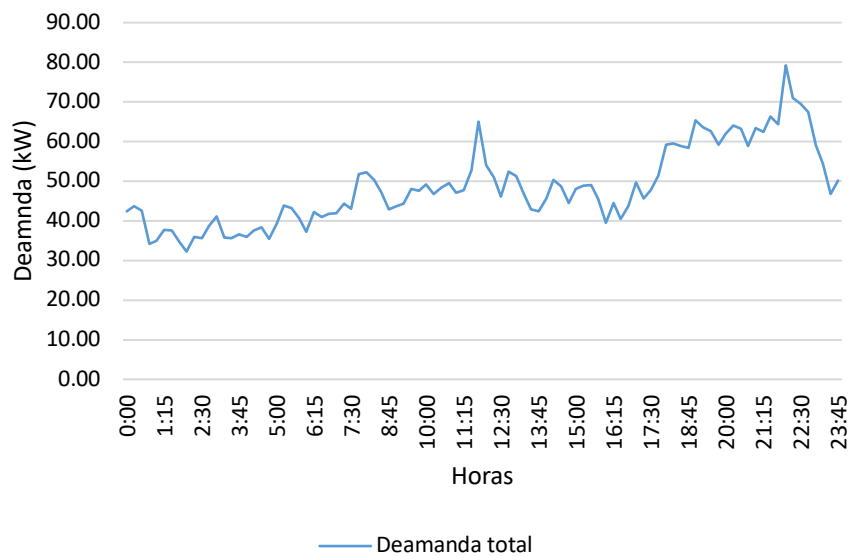
Na Figura 40 é apresentada a demanda individual de cada um dos 60 prossumidores no dia 03 de janeiro 2019, na Figura 41 apresenta-se a demanda que deverá ser atendida pela VPP.

Figura 40 - Demanda individual dos 60 prossumidores com destaque a média



Fonte: Autor.

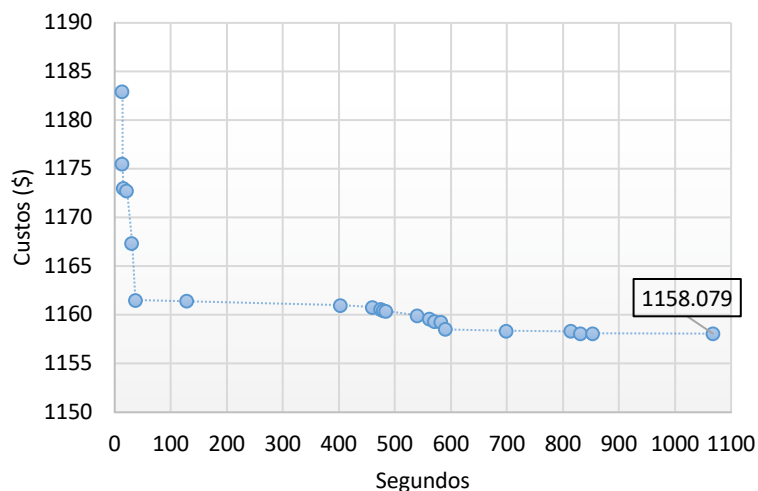
Figura 41 - Demanda total que deverá ser atendida pela VPP 60 no dia 03 de janeiro 2019



Fonte: Autor.

Na Figura 42 é apresentado o número de soluções e o custo total referente a simulação do modelo 1.

Figura 42 - Número de soluções e o custo total com VPP 60

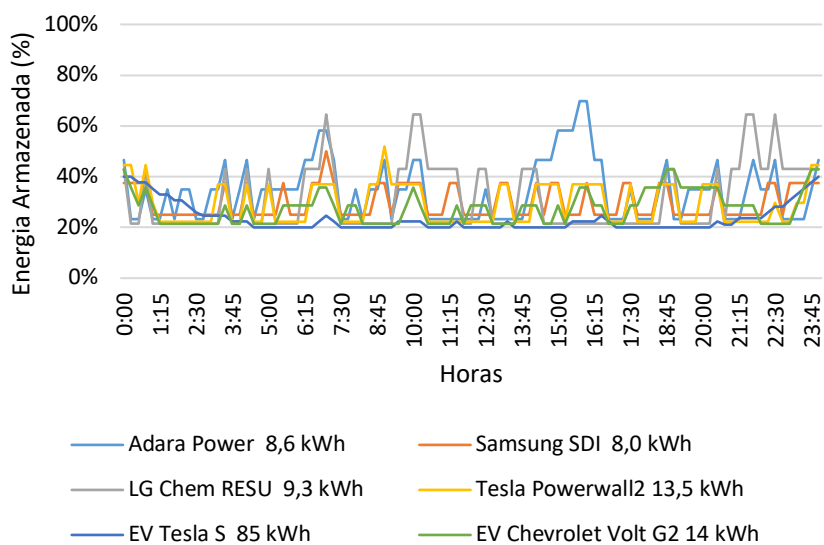


Fonte: Autor.

Pode-se perceber que o algoritmo conseguiu minimizar o custo total da operação em 1067 segundos resultando num custo mínimo de \$1158,08. O melhor resultado foi encontrado na 23ª solução.

A Figura 43 compara nível de carga da bateria (SOC) em relação a sua capacidade entre as diferentes marcas e modelos.

Figura 43 - SOC das baterias com VPP 60



Fonte: Autor.

Assim, demonstra-se o comportamento de carga e descarga da bateria em relação a sua capacidade com a utilização do algoritmo, observando-se que o SOC da bateria aumentou no final do dia visto a redução dos preços de energia e a restrição de que a carga final fosse igual a inicial.

#### 4.2.2.3 Resultado da VPP 120

A VPP tem objetivo de minimização do custo da operação e as DGs podem se alternar entre os modos ON / OFF, com a carga inicial da bateria igual 50% da capacidade e a carga final igual 50% da capacidade. A seguir apresentam-se os gráficos e comentários obtidos a partir dos testes com algoritmo com a agregação com dados de 120 prosumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs, cujos dados foram coletados em 03 de janeiro de 2019, referida VPP é denominada VPP 120.

A Figura 44 demonstra a geração do sistema PV dos 120 prosumidores analisados e a Figura 45 as potências instaladas dos sistemas PVs.

Figura 44 - Geração PV dos prosumidores da VPP 120

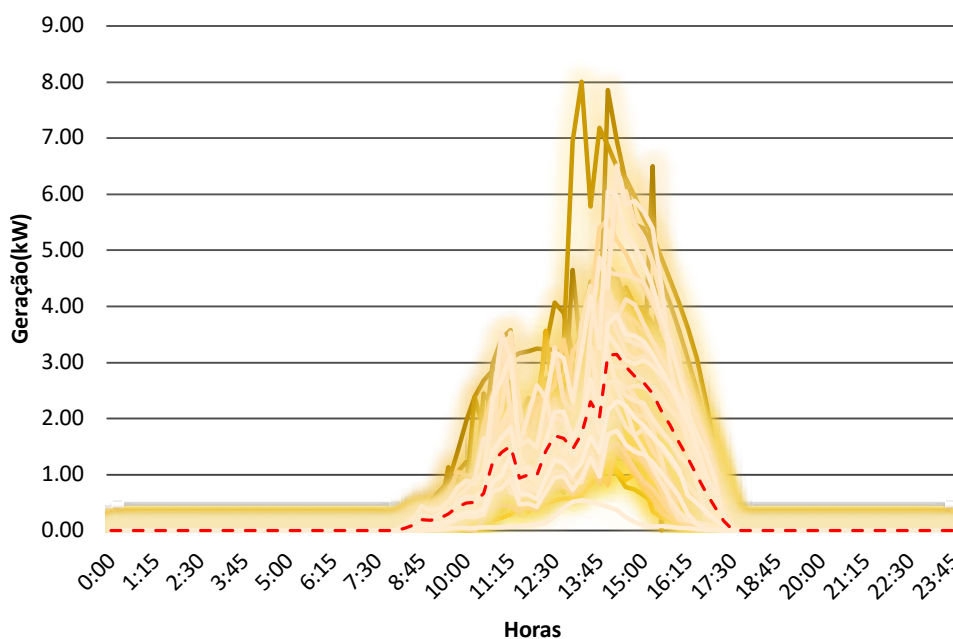
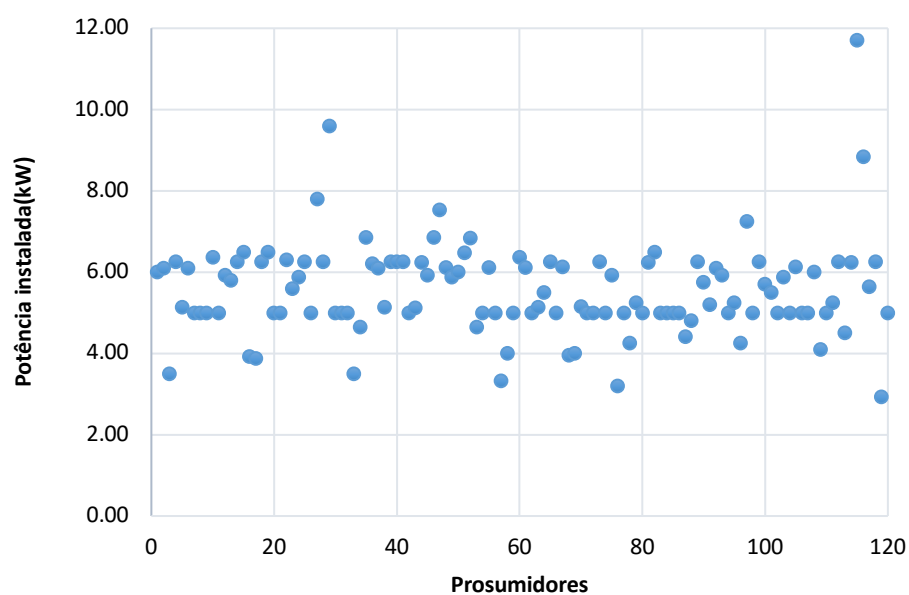


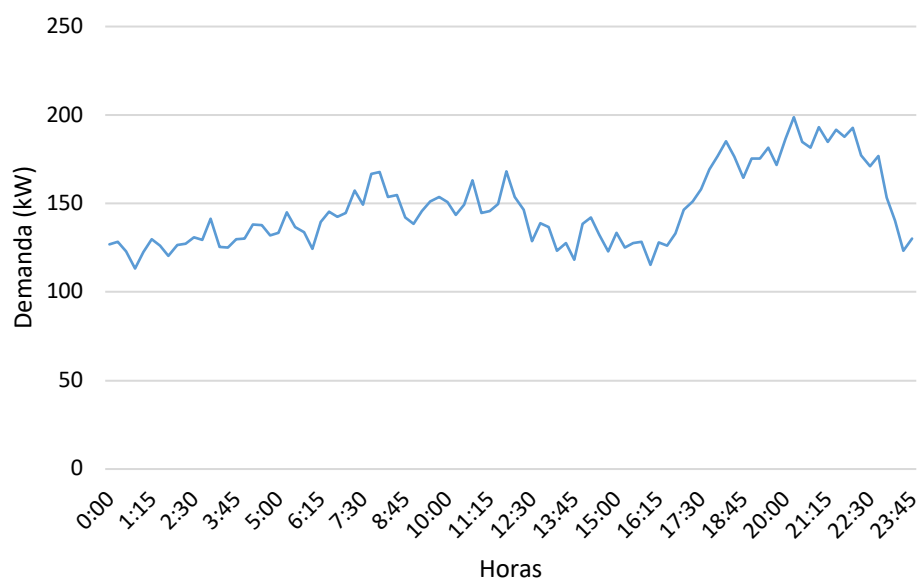
Figura 45 - Potências instaladas dos 120 sistemas PVs nos prossumidores



Fonte: Autor.

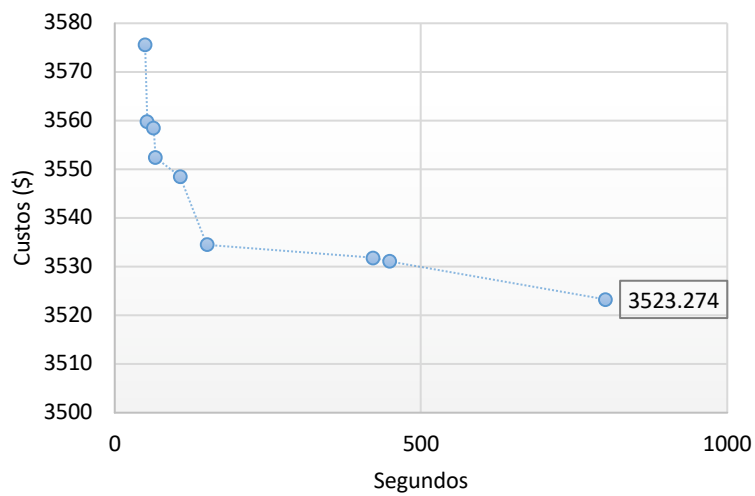
A Figura 46 indica a demanda que deve ser atendida pela VPP 120 enquanto a Figura 47 apresenta as soluções e o custo total da VPP 120.

Figura 46 - Demanda que deverá ser atendida pela VPP 120



Fonte: Autor.

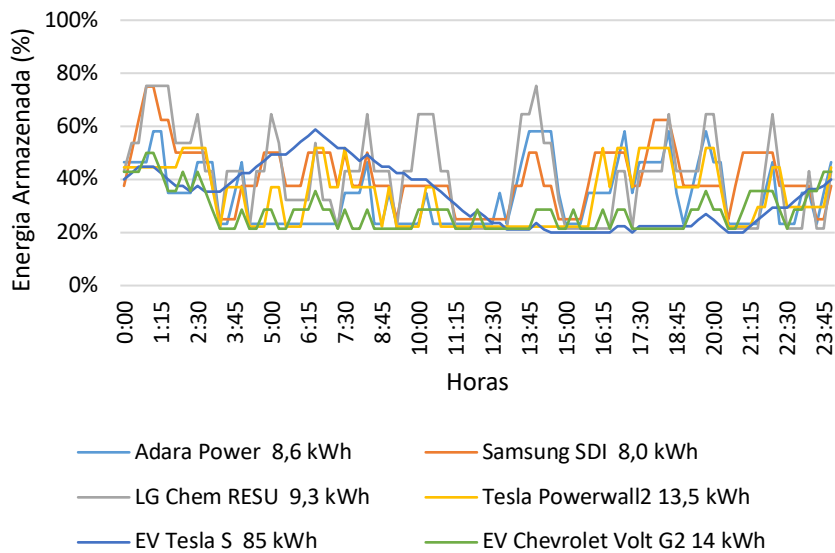
Figura 47 - Número de soluções e o custo total VPP 120



Fonte: Autor.

Na Figura 48 compara-se o nível de carga da bateria (SOC) em relação a sua capacidade entre as diferentes marcas e modelos.

Figura 48 - SOC das baterias com VPP 120



Fonte: Autor.

Portanto, demonstra-se o comportamento de carga e descarga da bateria em relação a sua capacidade com a utilização do algoritmo, observando-se que o SOC da bateria aumentou



no final do dia visto a redução dos preços de energia e a restrição de que a carga final fosse igual a inicial.

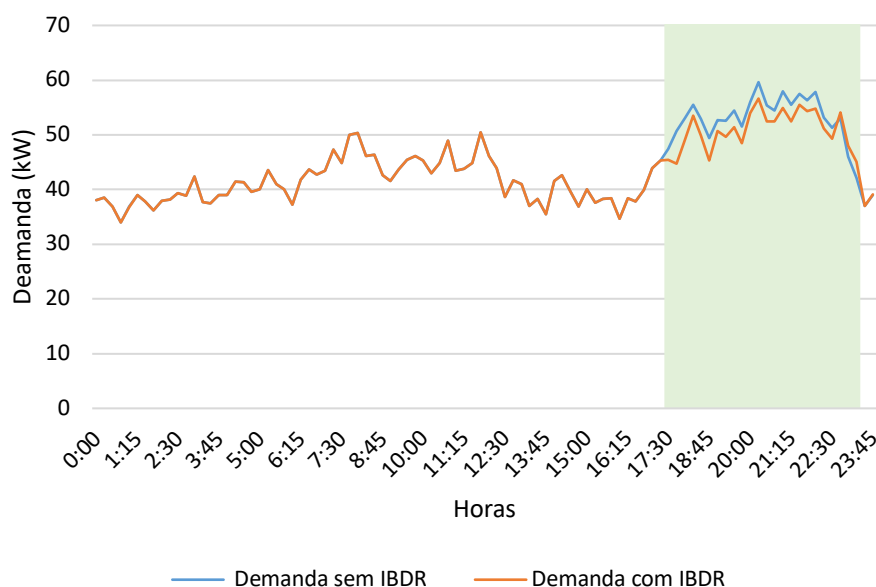
### 4.2.3 IBDR no planejamento da VPP para RTM

O IBDR é um DR baseado em incentivos ao prosumidor que possui sistema de armazenamentos. O objetivo é usar para a operação ideal dos ESSs. No mecanismo de DR baseado em incentivos, os clientes podem ser compensados por suas interrupções passivas de eletricidade. O IBDR deve ser programado no modelo da camada inferior para promover a capacidade de ajuste da VPP.

Foram adicionados ao modelo IBDR às VPP 30, VPP 60 e VPP 120. Assume-se que, ao assinar um contrato com os clientes o IBDR, os DRPs possam reduzir a carga pelo desconto compensatório de 20% nos preços, por até 6 horas. Além disso, o contrato exige que o período entre duas interrupções adjacentes não seja menor que o intervalo de tempo mínimo de 4 horas. O IBDR foi aplicado das 17h30min às 23h30min.

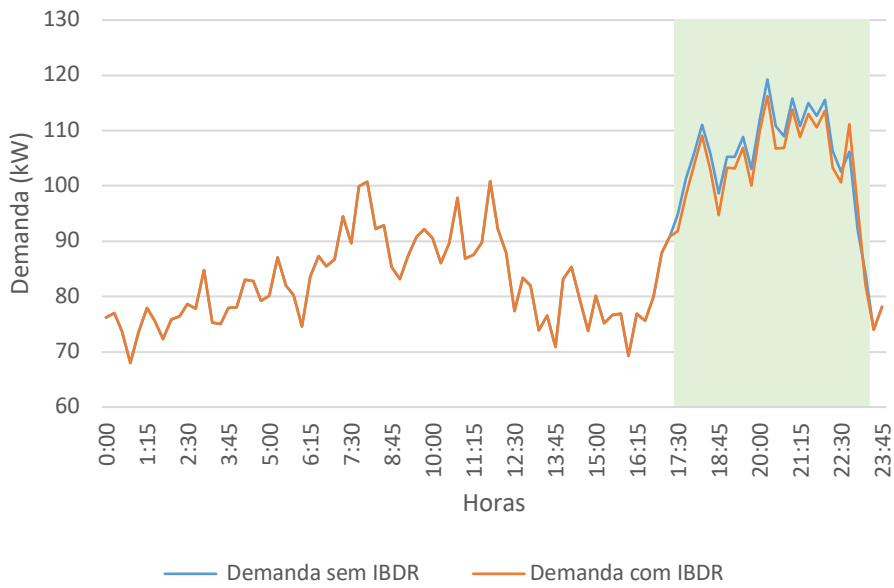
A seguir, nas Figuras 49, 50 e 51 percebe-se que, com o IBDR sendo exercido no horário supra referido houve uma redução da carga.

Figura 49 - Carga sem o IBDR e carga com IBDR na VPP 30



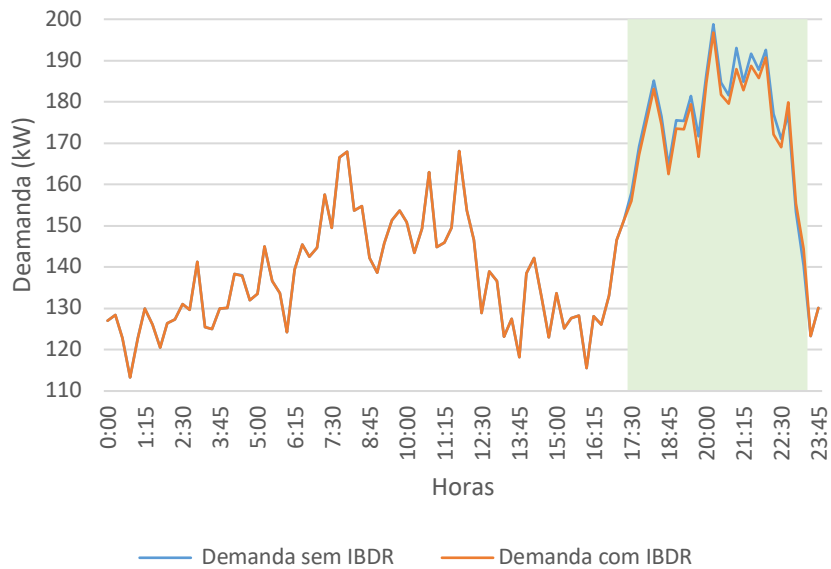
Fonte: Autor.

Figura 50 - Carga sem o IBDR e carga com IBDR da VPP 60



Fonte: Autor.

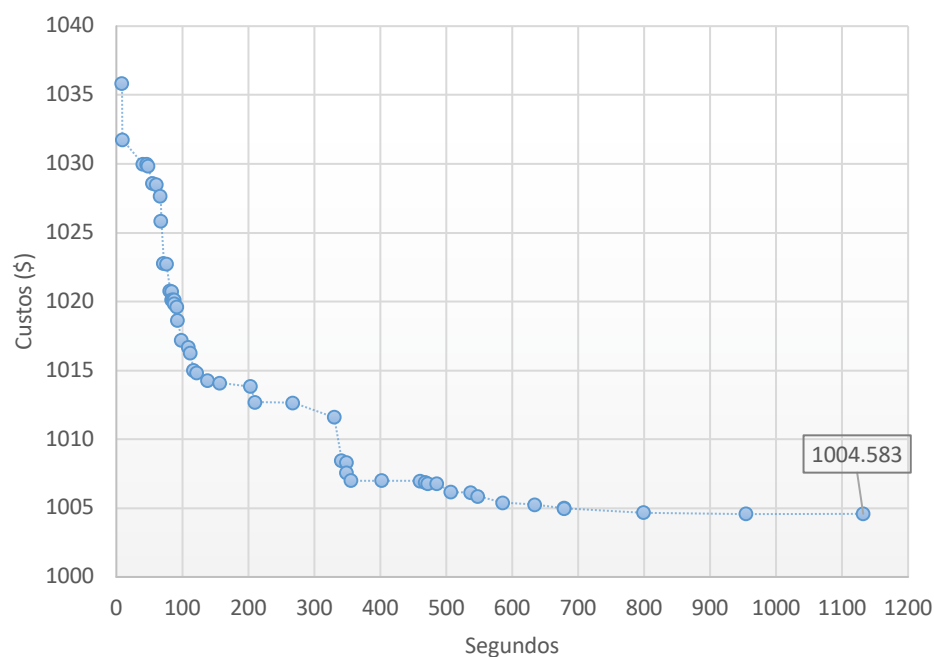
Figura 51 - Carga sem o IBDR e carga com IBDR da VPP 120



Fonte: Autor.

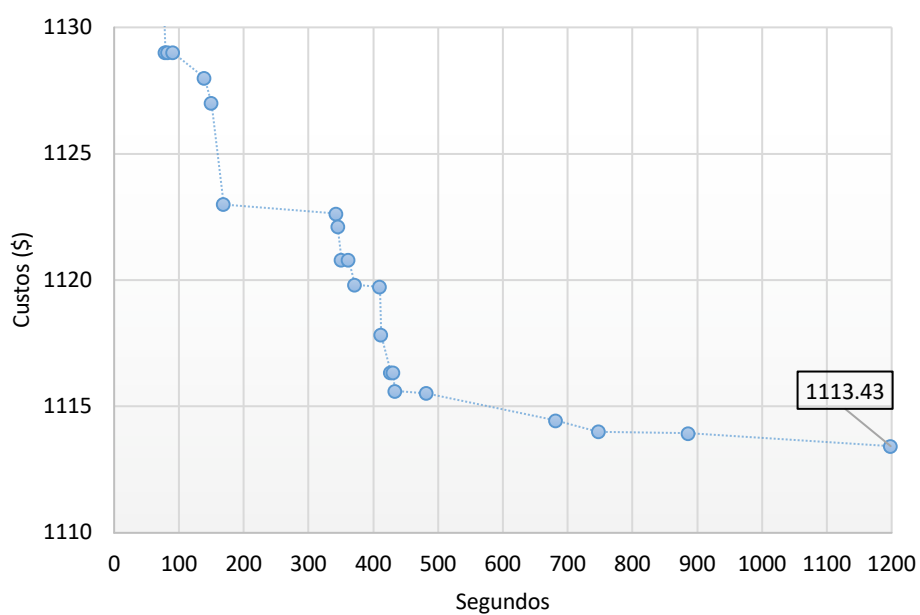
Neste cenário, a carga líquida mínima do sistema e o custo mínimo de operação foram consideradas como funções objetivos, respectivamente. Nas Figuras 52, 53 e 54 apresentam-se o comportamento do custo total com o IBDR nas VPPs 30, 60 e 120.

Figura 52 - Número de soluções e o custo total da VPP 30 com o IBDR



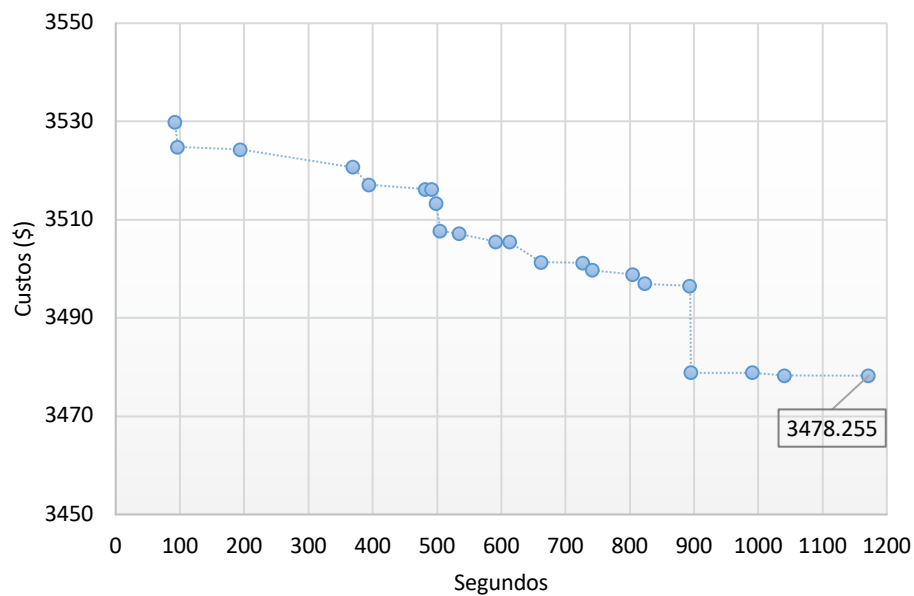
Fonte: Autor.

Figura 53 - Número de soluções e o custo total da VPP 60 com o IBDR



Fonte: Autor.

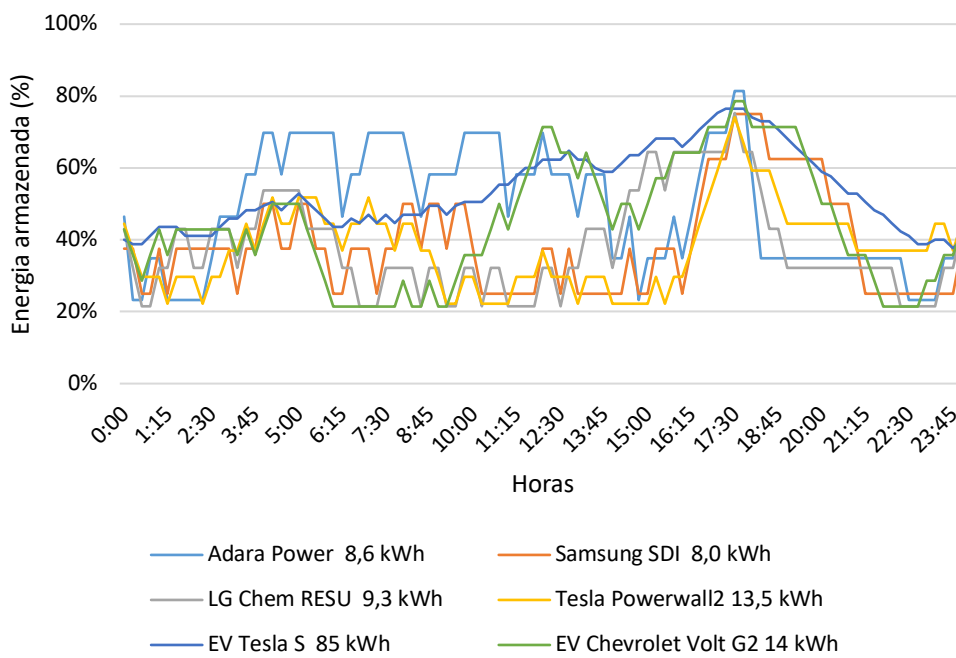
Figura 54 - Número de soluções e o custo total da VPP 120 com o IBDR



Fonte: Autor.

Constata-se nas Figuras 55, 56 e 57 o estado da carga das baterias nas VPPs 30, 60 e 120.

Figura 55 - SOC da Bateria da VPP 30



Fonte: Autor.

Figura 56 - SOC da Bateria da VPP 60

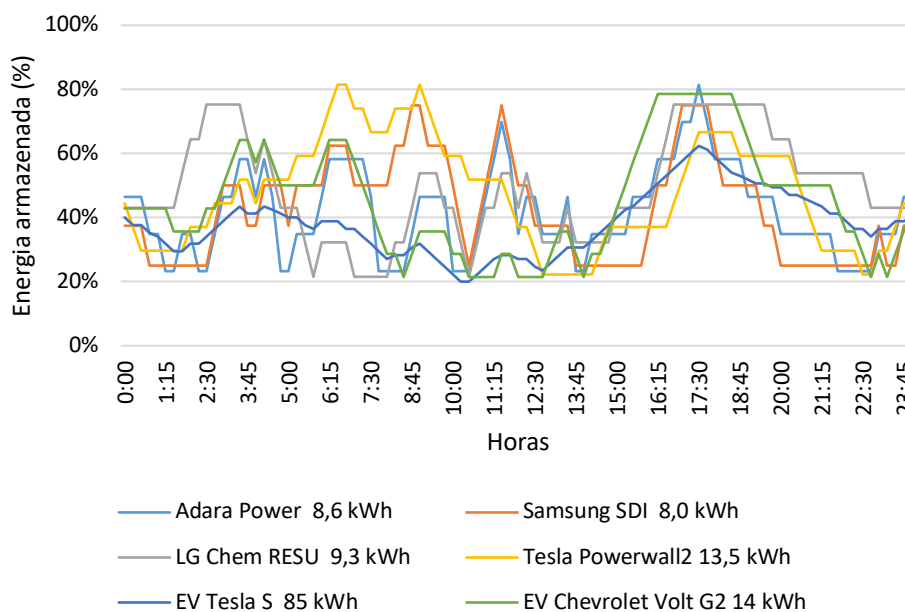
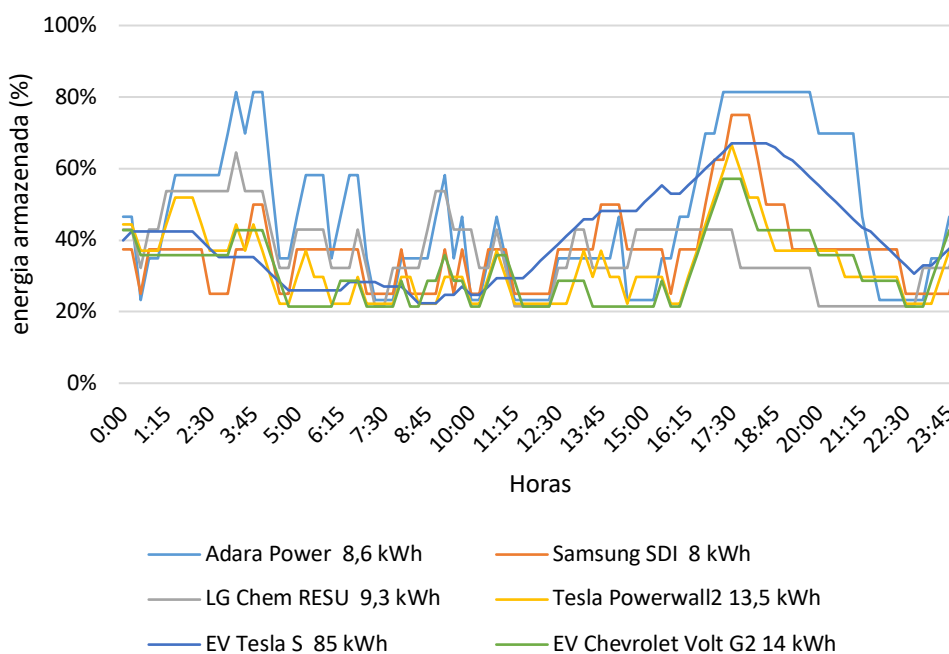
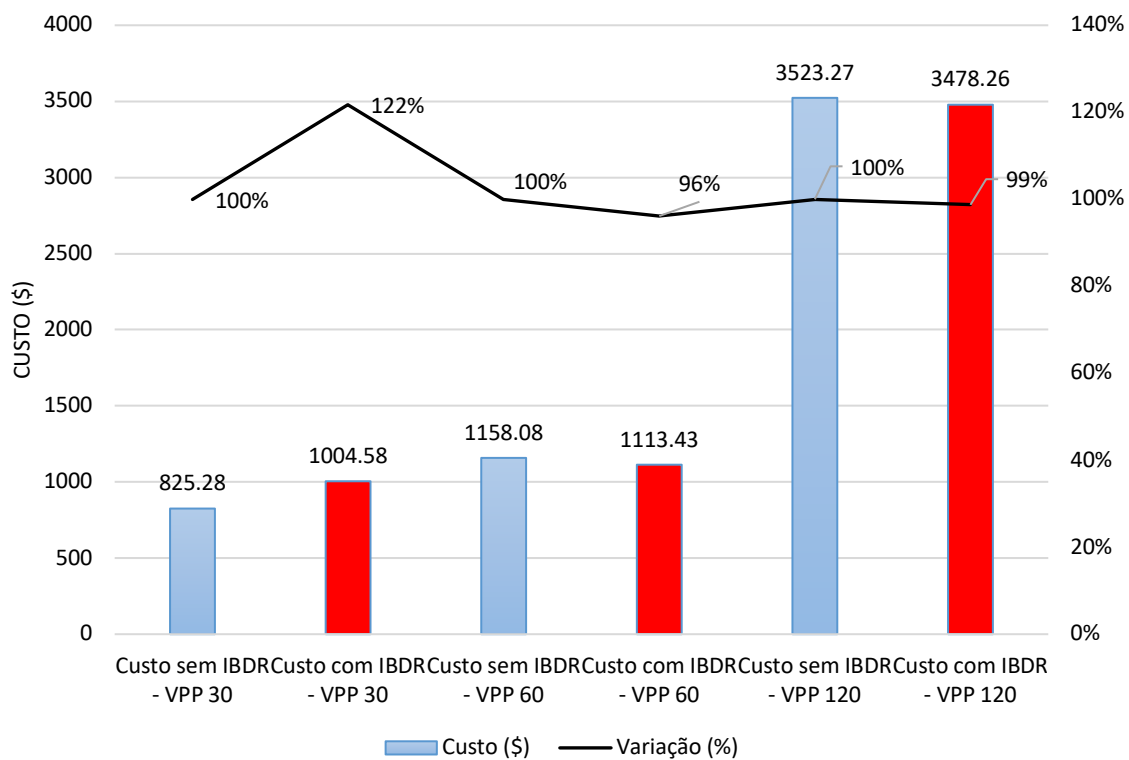


Figura 57 - SOC da Bateria da VPP 120



A Figura 58 apresenta uma comparação dos custos com e sem o incentivo (IBDR).

Figura 58 - Comparação dos custos com e sem IBDR



Fonte: Autor.

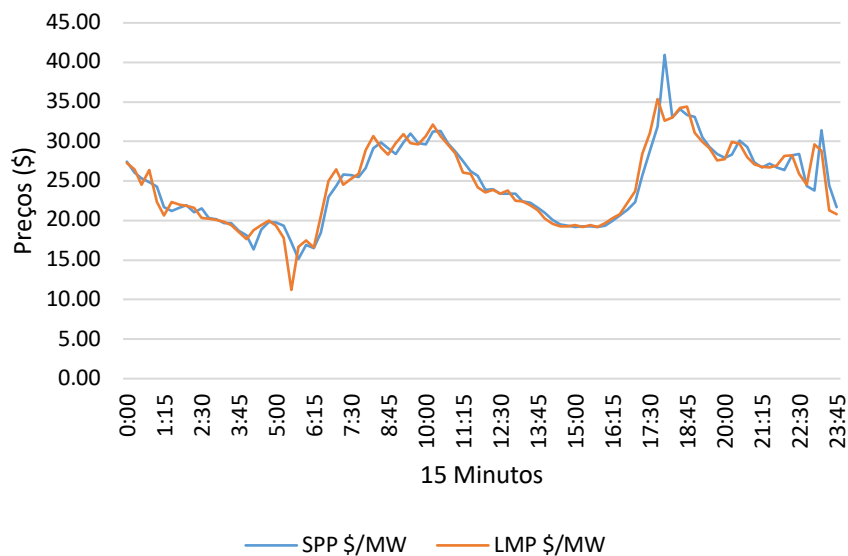
A implementação de DR suaviza a curva de demanda de carga e reduz os custos de energia para o participante do IBDR. Mas o custo da implementação de DR afeta o sistema.

#### 4.2.4 Função objetivo de maximização do lucro da operação no RTM

Foram realizados testes com o modelo 1 com o objetivo de maximização do lucro. Considerou-se nas transações comerciais entre a VPP e os prossumidores os preços marginais (LMP) e, nas transações de venda para a demanda atendida os preços de liquidação (SPP), do dia 03 de janeiro 2019, conforme Figura 59.

O preço marginal do sistema representa o preço do próximo MW disponível para atender ao sistema total. O LMP é o preço marginal do sistema mais encargos de congestionamento e de perdas. Os LMPs e os preços de reserva são usados para formar o preço de liquidação (SPP).

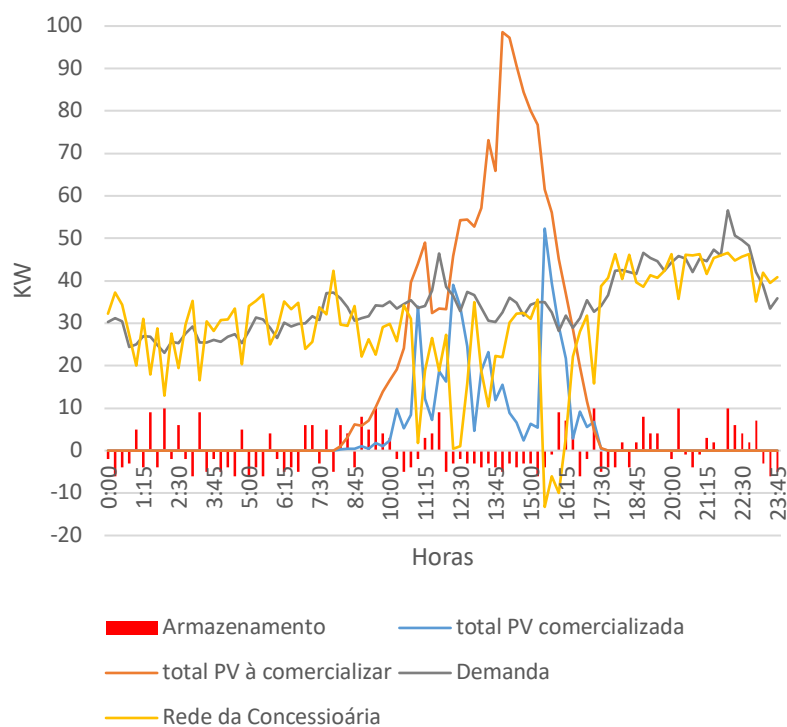
Figura 59 - Preços marginais de custo (LMP) x preços de liquidação (SPP)



Fonte: Autor.

A Figura 60 mostra a demanda de carga sendo atendida pela geração PV, armazenamento e rede concessionária.

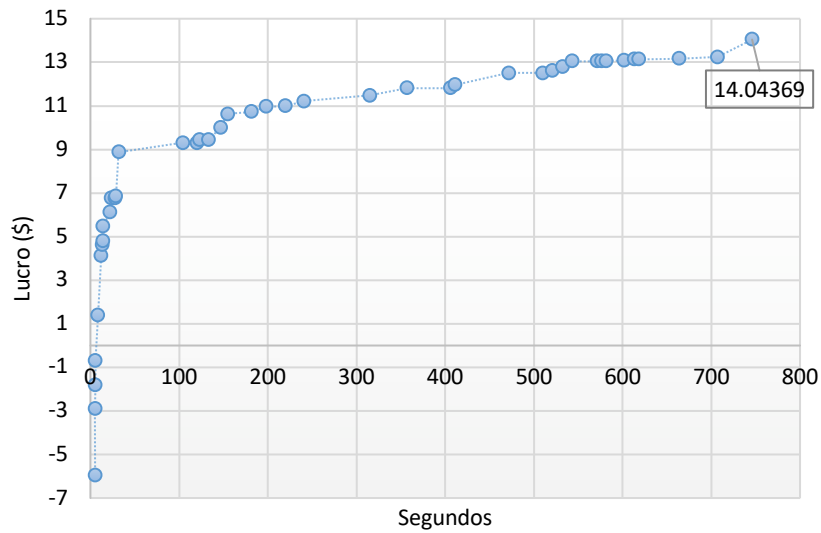
Figura 60 - Demanda x geração PV x armazenamento x rede concessionária na VPP 30



Fonte: Autor.

Na Figura 61 apresentam-se o número de soluções e o lucro para a VPP 30.

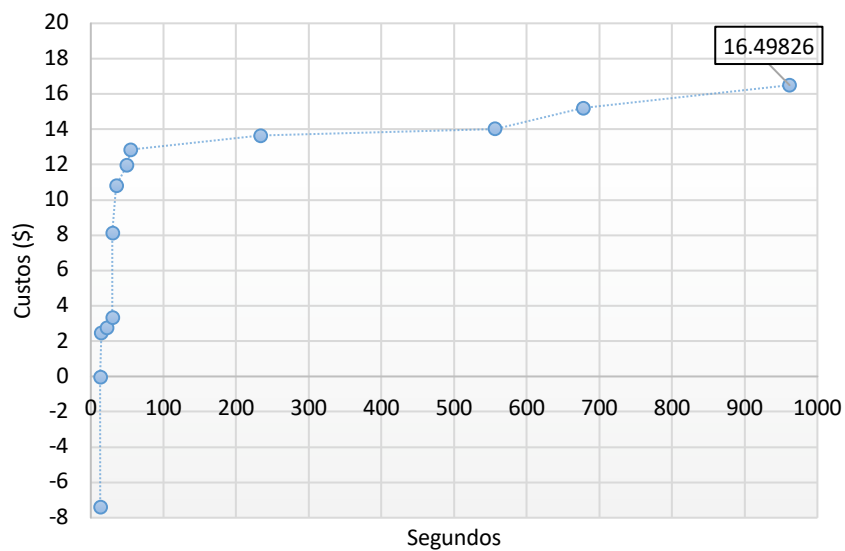
Figura 61 - Número de soluções e o lucro da VPP 30



Fonte: Autor.

Na Figura 62 apresentam-se o número de soluções e o lucro para a VPP 60.

Figura 62 - Número de soluções e o lucro da VPP 60

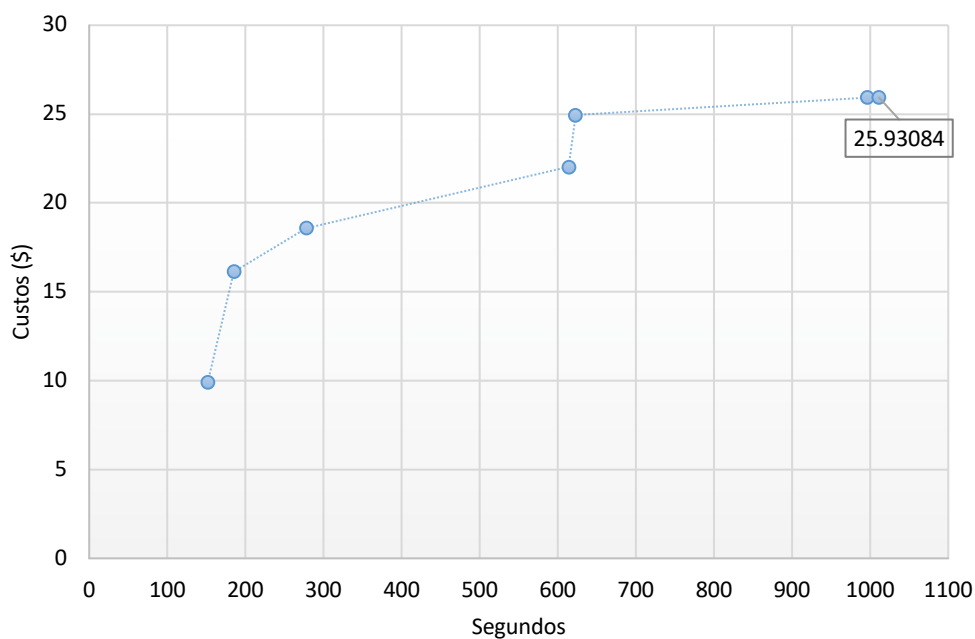


Fonte: Autor.

Na Figura 63 verifica-se o número de soluções e o Lucro total para o cenário VPP 120.



Figura 63 - Número de soluções e o Lucro total com 120 prossumidores



Fonte: Autor.

Logo, observou-se que, com o objetivo de maximização do lucro, as VPPs 30, 60 e 120 conseguiram gerar um resultado positivo no dia do teste. O resultado poderia ser maior se tivesse ocorrido uma variação maior nos preços SPP, confirmando a confiabilidade dos modelos de previsão.

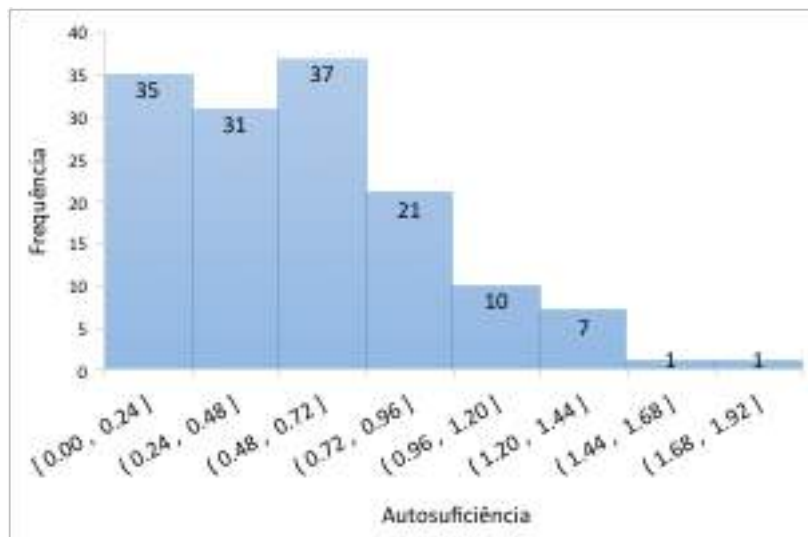
#### 4.3 MODELO 2: BENEFÍCIOS ECONÔMICOS DOS SISTEMAS PV COM BATERIA

Esta seção está dividida em duas partes: análise da autossuficiência dos prossumidores e análise dos benefícios econômicos.

##### 4.3.1 Análise da autossuficiência dos prossumidores

Para a análise da autossuficiência foram analisados 143 prossumidores, identificando-se que a geração fotovoltaica atende a 12% da demanda. A autossuficiência calculada de acordo com a Equação (3.58) foi 35,65% (em 73,42% das residências analisadas). Na Figura 64 é apresentado o histograma da autossuficiência das residências analisadas.

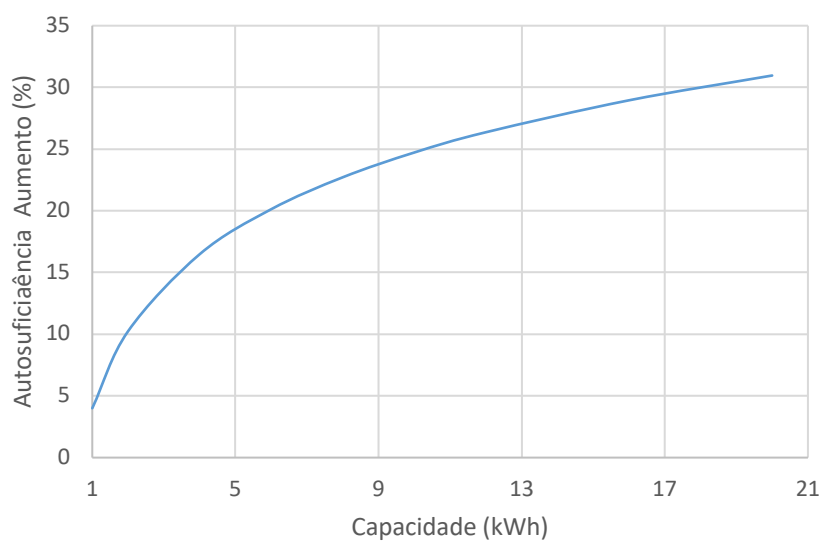
Figura 64 - Histograma da autossuficiência das residências analisadas



Fonte: Autor.

Também foi investigado qual a capacidade necessária da bateria para atingir níveis de autossuficiência para os consumidores analisados. Para isso, as baterias foram programadas para a autossuficiência máxima conforme descrito nas equações (3.72)(3.73)(3.74)(3.75) descritas no capítulo 3 e incrementando a capacidade da bateria de cada consumidor até sua autossuficiência anual, de acordo com a Figura 65.

Figura 65 - Aumento da autossuficiência em relação a capacidade da bateria.



Fonte: Autor.

Verifica-se que o aumento da autossuficiência de uma bateria de 10 kWh é de 24%, sendo que o limite de autossuficiência para a maioria dos consumidores é inferior a 73% com uma capacidade da bateria abaixo de 20 kWh.

A capacidade relativa da bateria (RBC) é definida como o tamanho da bateria (em kWh) em relação à produção anual dos painéis fotovoltaicos (em MWh) e é escrita como:

$$RBC = \frac{\text{capacidade de energia da bateria}}{\text{geração PV anual}} \quad (4.1)$$

Conforme Barbour e González (2018) quando normalizado por MWh da geração fotovoltaica anual percebe-se que há pouco benefício adicional de autossuficiência disponível ao aumentar as capacidades da bateria após 3 kWh por MWh da geração solar anual.

### 4.3.2 Análise dos benefícios econômicos

Analisou-se os benefícios econômicos de sistemas fotovoltaicos com baterias para 4 prosumidores de acordo com as políticas baseadas nas tarifas de consumo. Adicionou-se tarifas correspondentes da Austin Energy e cada consumidor recebeu uma bateria com potencial para aumentar sua autossuficiência conforme apresentado Tabela 6.

Tabela 6 - Características das baterias utilizadas nas simulações

| Nome              | Capacidade utilizável (kWh) | Potencia (kW) | Round Trip Efficiency |
|-------------------|-----------------------------|---------------|-----------------------|
| Chevrolet Volt G2 | 14,00                       | 3,60          | 0,90                  |
| Tesla S 85        | 85,00                       | 7,00          | 0,90                  |
| Nissan Leaf       | 24,00                       | 3,30          | 0,90                  |
| Tesla Powerwall 2 | 13,50                       | 5,00          | 0,90                  |
| Adara Power       | 8,60                        | 5,50          | 0,90                  |
| Samsung SDI       | 5,50                        | 4,60          | 0,95                  |
| LG Chem RESU10H   | 9,30                        | 5,00          | 0,95                  |

Fonte: Autor.

Utilizou-se um conjunto de dados de dezembro de 2018 a novembro 2019 composto de dez períodos (Tabela 7), sendo cada período constituído por uma série de dez dias consecutivos de dados de medidores inteligentes de 4 consumidores residenciais em Austin, Texas, EUA, coletados em intervalos de 15 minutos (96 amostras por dia). Os resultados de redução do custo das contas de energia elétrica são apresentados na Tabelas 8 e 9.

Tabela 7 - Períodos de dez dias consecutivos para simulação

| Período | Data                |
|---------|---------------------|
| 1       | 21/11/18 a 30/11/18 |
| 2       | 15/12/18 a 24/12/18 |
| 3       | 05/01/19 a 14/01/19 |
| 4       | 10/04/19 a 19/04/19 |
| 5       | 01/05/19 a 10/05/19 |
| 6       | 01/07/19 a 10/07/19 |
| 7       | 01/08/19 a 10/08/19 |
| 8       | 01/09/19 a 10/09/19 |
| 9       | 10/10/19 a 19/10/19 |
| 10      | 30/10/19 a 08/11/19 |

Fonte: Autor.

As baterias foram otimizadas com a função objetivo de minimizar as contas de energia. O percentual de redução do custo das contas de energia elétrica foi calculado conforme (4.2).

$$\text{Redução do custo} = \frac{\text{custo com bateria} - \text{custo sem bateria}}{\text{custo sem bateria}} \quad (4.2)$$

Na Tabelas 8 e 9 são apresentados os resultados das simulações realizadas. Constatou-se que em todos os casos e em todos os períodos analisados o sistema com bateria contribuiu para a redução da conta de energia elétrica.

Tabela 8 - Taxa de redução do custo com armazenamento da residência 114.

| Período | Chevrolet Volt | Tesla Powerwall 2 | LG Chem RESU | Samsung SDI |
|---------|----------------|-------------------|--------------|-------------|
| 1       | -0,25          | -0,28             | -0,26        | -0,20       |
| 2       | -0,13          | -0,15             | -0,13        | -0,10       |
| 3       | -0,20          | -0,22             | -0,21        | -0,16       |
| 4       | -0,58          | -0,68             | -0,47        | -0,55       |
| 5       | -0,25          | -0,28             | -0,27        | -0,21       |
| 6       | -0,11          | -0,13             | -0,11        | -0,08       |
| 7       | -0,14          | -0,15             | -0,12        | -0,08       |
| 8       | -0,13          | -0,15             | -0,13        | -0,09       |
| 9       | -0,16          | -0,19             | -0,17        | -0,14       |
| 10      | -0,35          | -0,40             | -0,41        | -0,34       |

Fonte: Autor.

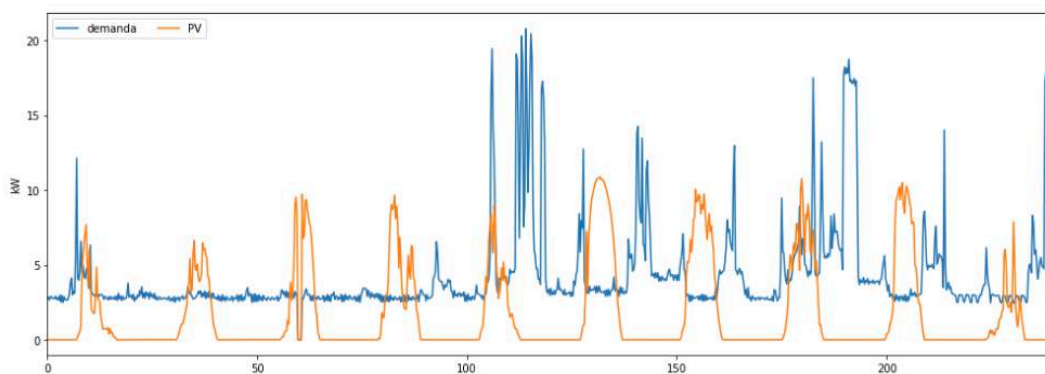
Tabela 9 - Taxa de redução do custo com armazenamento das residências 3482, 8046, 7016.

| Período | Residência 3482 |                   | Residência 8046 |                   | Residência 7016 |             |
|---------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------|
|         | Chevrolet Volt  | Tesla Powerwall 2 | Tesla S 85      | Tesla Powerwall 2 | Nissan Leaf     | Adara Power |
| 1       | -0,87           | -0,85             | -0,89           | -0,90             | -0,16           | -0,14       |
| 2       | -0,55           | -0,61             | -0,90           | -0,89             | -0,09           | -0,08       |
| 3       | -0,86           | -0,94             | -0,89           | -0,79             | -0,11           | -0,13       |
| 4       | -0,48           | -2,03             | -0,38           | -0,24             | -0,11           | -0,11       |
| 5       | -0,78           | -0,88             | -0,35           | -0,23             | -0,18           | -0,18       |
| 6       | -0,89           | 0,90              | -0,21           | -0,09             | -0,06           | -0,05       |
| 7       | -0,40           | -0,43             | -0,39           | -0,18             | -0,12           | -0,11       |
| 8       | -0,23           | -0,26             | -0,32           | -0,15             | -0,06           | -0,05       |
| 9       | -0,29           | -0,35             | -0,31           | -0,17             | -0,71           | -0,07       |
| 10      | -0,61           | -0,74             | -0,27           | -0,20             | -0,81           | -0,10       |

Fonte: Autor.

A seguir são apresentados os resultados gráficos das simulações realizadas na residência 114 no período 1. Os demais períodos estão no Apêndice A. A Figura 66 apresenta a demanda versus a geração PV.

Figura 66 - Período 1: Demanda x Geração PV

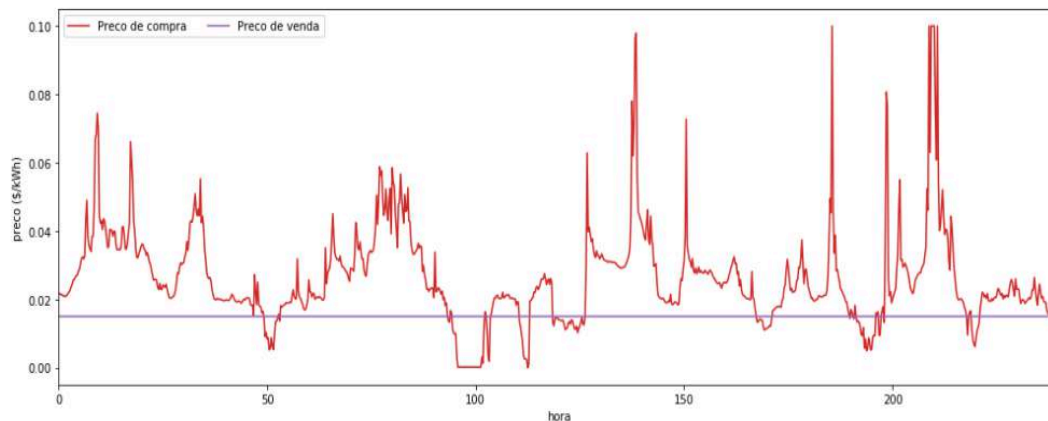


Fonte: Autor.

Considerou-se uma série de preços de compras da energia tipo SPP a cada 15 minutos utilizados para liquidação financeira do mercado em tempo real da ERCOT. O preço de venda equivalente ao FIT para fins de simulação foi de 0,018 \$/kWh, abaixo do real praticado Austin Energy que é de \$0.097. Esta decisão foi tomada pois acima desse valor o modelo optava em comercializar a energia ao invés de armazená-la, conforme apresentado na Figura 67. Observando o perfil do preço, verifica-se que o preço de venda está em um nível constante,

inferior ao preço de compra. Portanto, a operação da bateria otimizada parece armazenar energia elétrica que pode ser vendida e usada para repor a energia elétrica que precisaria ser comprada em horários mais caros.

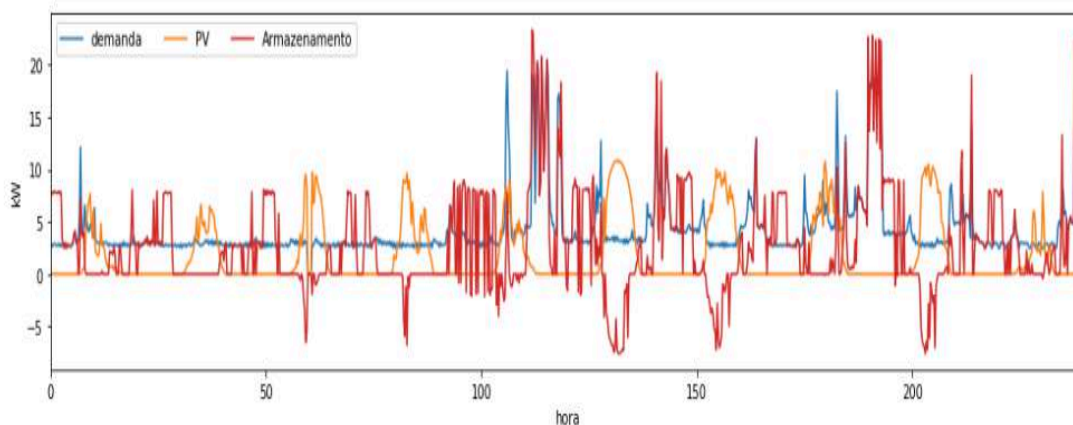
Figura 67 - Período 1: Preços de compra x preço de venda



Fonte: Autor.

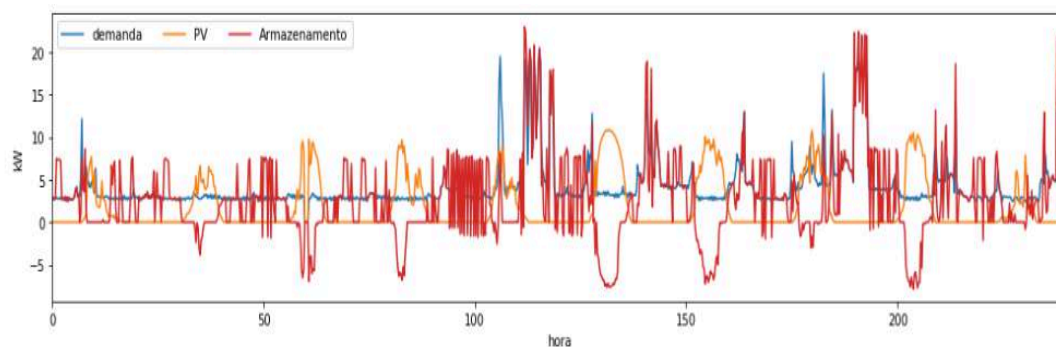
Uma pesquisa constatou que 78% dos consumidores aprovam a ideia de baterias residenciais (KOOPMANN et al., 2014). Conforme Parra e Patel (2016), em escala residencial a bateria de íon-lítio é a opção mais promissora e, também, é uma opção amplamente disponível para o armazenamento de energia. As Figuras 68, 69, 70 e 71 apresentam o registro do comportamento demanda versus PV versus baterias recarregáveis de Óxido de Lítio Níquel Manganês Cobalto (NMC).

Figura 68 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



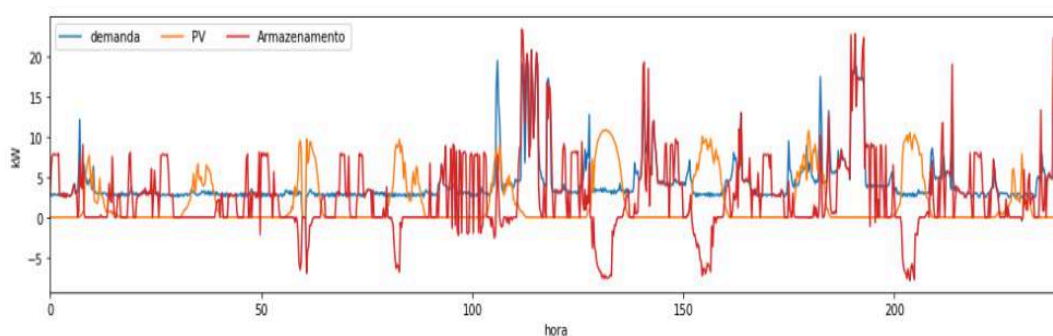
Fonte: Autor.

Figura 69 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com Samsung SDI



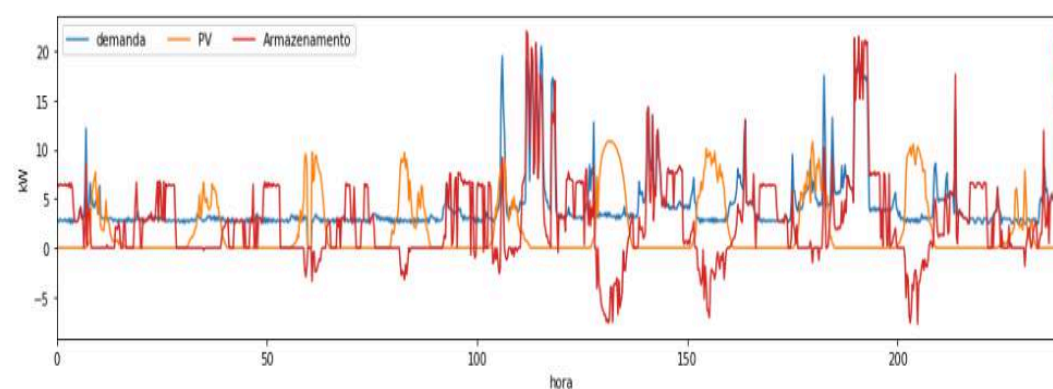
Fonte: Autor.

Figura 70 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com LG Chem RESU10H



Fonte: Autor.

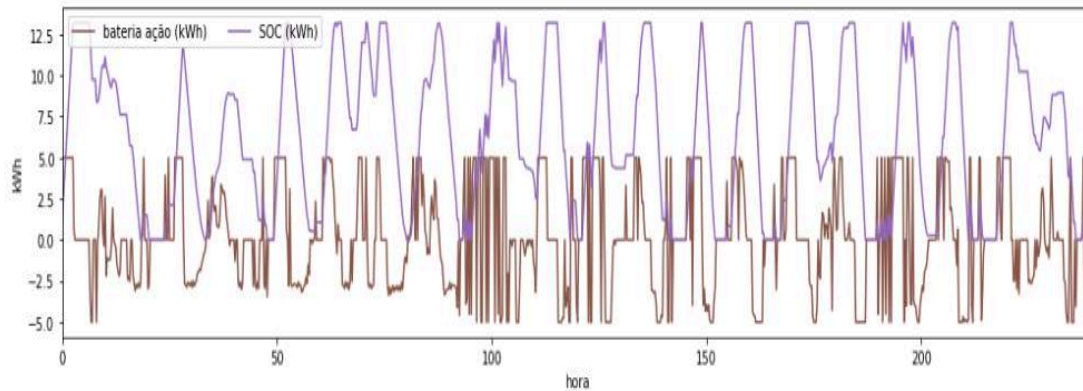
Figura 71 - Período 1: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt



Fonte: Autor.

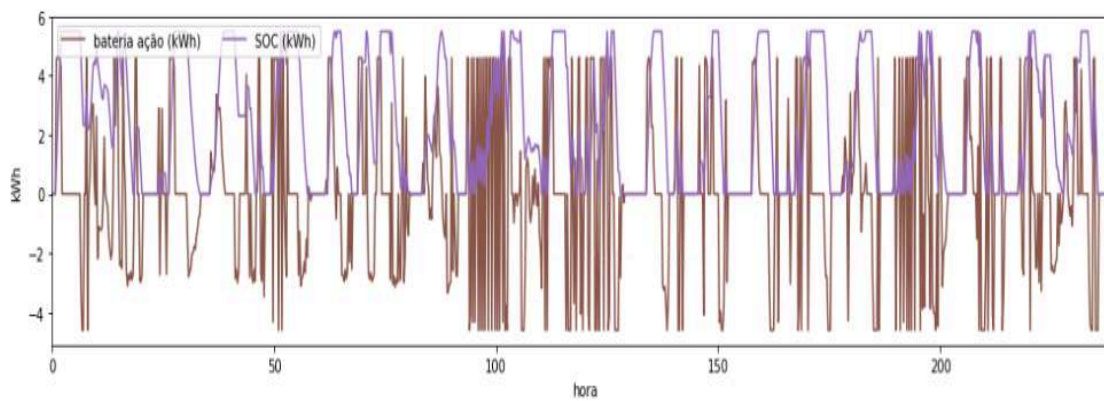
Observam-se nas Figuras 72, 73, 74 e 75 que a bateria está otimizando sua operação no período 1, sendo que na Figura 72 utilizou-se a bateria Tesla powerwall2; na Figura 73 foi utilizada a bateria Samsung SDI; na Figura 74 o teste foi com a bateria LG Chem RESU10H e, na Figura 75 foi realizado o teste com o EV Chevrolet volt.

Figura 72 - Período 1: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2



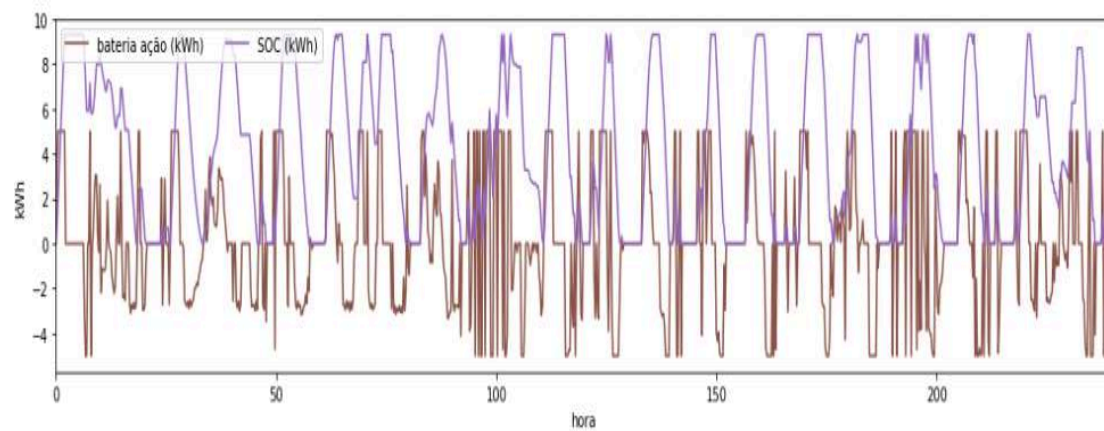
Fonte: Autor.

Figura 73 - Período 1: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI



Fonte: Autor.

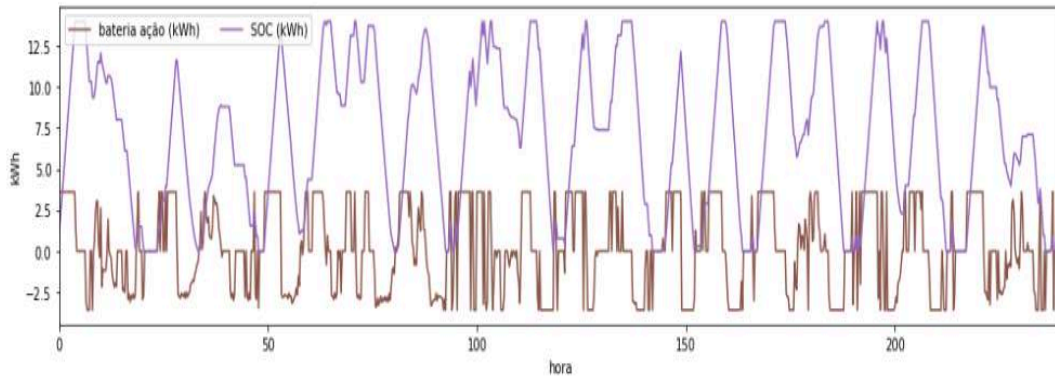
Figura 74 - Período 1: Bateria em ação x SOC com LG Chem RESU10H



Fonte: Autor.



Figura 75 - Período 1: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt



Fonte: Autor.

A economia anual de uma instalação fotovoltaica ou de uma bateria para o consumidor  $i$  é expressa por:

$$B_i^{PV} = \sum_{t=0}^{t=N} d_i(t) \pi_c(t) - \chi_i^{PV} \quad (4.3)$$

$$B_i^B = \chi_i^{PV} - \chi_i^{PVB} \quad (4.4)$$

onde,

$B_i^{PV}$ : economia de conta de energia elétrica devido a PV;

$d_i(t)$ : atual demanda do consumidor "i" no tempo t;

$\pi_c(t)$ : custo da compra de energia em t;

$\chi_i^{PV}$ : conta anual total de energia elétrica com PV;

$B_i^B$ : economia de conta de energia elétrica devido a bateria;

$\chi_i^{PVB}$ : conta anual total de energia elétrica com PV e bateria.

$$\chi_i^{PV} = \sum_{t=0}^{t=N} custo_i(t) \quad (4.5)$$

O benefício econômico de uma instalação solar ou de uma bateria é positivo apenas se os benefícios totais ao longo da vida útil do sistema superarem os custos. Portanto, o benefício econômico é expresso em termos do valor presente líquido (VPL), o benefício acumulado de

um sistema ao longo de sua vida útil projetada, contabilizando o valor temporal do capital. Cada fluxo de caixa líquido anual,  $CF(y)$ , é a soma dos benefícios e custos anuais,

$$\begin{aligned} \text{SE } y = 0 \\ CF_i^{PV}(y) = -Cap_i^{PV} \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$CF_i^B(y) = -Cap_i^B \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} \text{SENÃO } y \geq 1 \\ CF_i^{PV}(y) = B_i^{PV}(r^{inf})^y - OM(r^{inf})^y \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$CF_i^B(y) = B_i^B(r^{inf})^y \quad (4.9)$$

onde,

$OM$ : representa os custos de operação e manutenção;

$r^{inf}$ : taxa de inflação anual;

A taxa inflação anual ( $r^{inf}$ ) foi baseada no aumento médio de 2,5% nos preços da energia elétrica residencial nos EUA na última década (EIA, 2016). Para calcular o VPL, o fluxo de caixa líquido anual foi descontado pela taxa de desconto. Foi considerada uma taxa de desconto do custo médio do capital  $rd = 6,4\%$ . A taxa de desconto nominal ( $rd^\#$ ) é de 9,06% ao ano considerando a inflação conforme (4.10).

$$(1 + rd^\#) = (1 + r^{inf}) \times (1 + rd) \quad (4.10)$$

A vida útil dos sistemas fotovoltaicos é assumida como 25 anos e a vida útil da bateria é calculada extrapolando os ciclos anuais equivalentes aos consumidores, assumindo que cada instalação de bateria tenha uma vida útil de 3000 ciclos completos equivalentes. Os custos anuais descontados do sistema podem ser somados ao longo da vida útil para obter o Valor Presente Líquido (VPL).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1 + rd^{\#})^t} \quad (4.11)$$

onde:

$I$ : investimento inicial;

$Fc_t$ : fluxo de caixa do projeto no período  $t$ ;

$rd^{\#}$ : taxa de desconto do custo médio do capital;

$t$ : período em questão;

$n$ : o horizonte de análise do fluxo de caixa.

O custo nivelado da energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) relaciona os custos envolvidos e a energia gerada ao longo de sua vida útil. O LCOE pode ser definido como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1 + r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1 + r)^t} \quad (4.12)$$

onde:

$r$ : taxa de juros

$C$ : custos

$E$ : energia gerada

$t$ : tempo

Os resultados para o VPL, LCOE e *payback* dos sistemas fotovoltaicos com baterias acopladas são apresentados a seguir. O VPL das baterias foi negativo para todas as residências, representando uma perda no investimento conforme Tabelas 10, 11, 12 e 13.

Tabela 10 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia - Residência 114

|                                  | Tesla Powerwall 2 | LG Chem RESU10H | Samsung SDI | Adara Power |
|----------------------------------|-------------------|-----------------|-------------|-------------|
| LCOE (real) ¢/kWh                | 10,29             | 9,56            | 9,01        | 9,84        |
| LCOE (nominal), ¢/kWh            | 12,89             | 11,98           | 11,29       | 12,33       |
| VPL (\$)                         | -1648,44          | -1044,57        | -587,00     | -1284,19    |
| <i>Payback</i> simples (anos)    | 24,50             | 22,67           | 21,31       | 23,40       |
| <i>Payback</i> descontado (anos) | NaN               | NaN             | NaN         | NaN         |

Fonte: Autor.

Embora existam oportunidades significativas de armazenamento para deslocar o consumo de eletricidade em momentos de preços relativamente mais altos com eletricidade de períodos de preços mais baixos, o nível absoluto dos preços permanece baixo demais para que as baterias sejam um investimento rentável.

Tabela 11 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia - Residência 3482

|                                  | Tesla Powerwall 2 | LG Chem RESU10H | Samsung SDI | Adara Power |
|----------------------------------|-------------------|-----------------|-------------|-------------|
| LCOE (real) ¢/kWh                | 10,32             | 9,60            | 9,33        | 9,33        |
| LCOE (nominal), ¢/kWh            | 12,92             | 12,02           | 11,69       | 11,69       |
| VPL (\$)                         | -3530,02          | -2936,57        | -2488,23    | -2488,23    |
| <i>Payback</i> simples(anos)     | NaN               | NaN             | NaN         | NaN         |
| <i>Payback</i> descontado (anos) | NaN               | NaN             | NaN         | NaN         |

Fonte: Autor.

Tabela 12 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia - Residência 7016

|                                  | Tesla Powerwall 2 | LG Chem RESU10H | Samsung SDI | Adara Power |
|----------------------------------|-------------------|-----------------|-------------|-------------|
| LCOE (real) ¢/kWh                | 10,12             | 9,49            | 8,99        | 9,74        |
| LCOE (nominal), ¢/kWh            | 12,68             | 11,88           | 11,26       | 12,21       |
| VPL (\$)                         | -2537,00          | -2088,00        | -1749,00    | -2313,00    |
| <i>Payback</i> simples(anos)     | NaN               | NaN             | NaN         | NaN         |
| <i>Payback</i> descontado (anos) | NaN               | NaN             | NaN         | NaN         |

Fonte: Autor.

Tabela 13 - Análise de retorno do investimento armazenamento energia - Residência 8046

|                                  | Tesla Powerwall 2 | LG Chem RESU10H | Samsung SDI | Adara Power |
|----------------------------------|-------------------|-----------------|-------------|-------------|
| LCOE (real) ¢/kWh                | 10,30             | 9,60            | 9,06        | 9,86        |
| LCOE (nominal), ¢/kWh            | 12,91             | 12,02           | 11,35       | 12,35       |
| VPL (\$)                         | -3921,00          | -3691,00        | -3521,00    | -3917,97    |
| <i>Payback</i> simples(anos)     | NaN               | NaN             | NaN         | NaN         |
| <i>Payback</i> descontado (anos) | NaN               | NaN             | NaN         | NaN         |

Fonte: Autor.

Verificou-se que a relação de autossuficiência dos prossumidores foi de 35,65% em 73,42% das residências analisadas e que o aumento da autossuficiência de uma bateria foi de 10 kWh é de 24%.

No que tange ao benefício econômico, constatou-se que o objetivo do armazenamento foi minimizar o custo da energia elétrica ao consumidor, o que, sob a estrutura de preços assumidas, é equivalente à operação que maximiza o autoconsumo de energia fotovoltaica. Um método para incentivar o armazenamento na comunidade pode ser através de tarifas de capacidade que recompensam, explicitamente, a limitação de importações e exportações em termos de energia.

#### 4.4 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as simulações, os modelos propostos aplicados a um estudo de caso e os resultados, bem como a interpretação das respostas obtidas.

Analisou-se um estudo de caso de VPP composto por micro e minigeradores de energia de diferentes cenários com agregação de prossumidores na VPP e realizados testes com três VPPs: a primeira VPP com 30 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 30); a segunda VPP com 60 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 60) e, a terceira VPP com 120 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 120). O estudo de caso foi apresentado em 3 partes:

- 1- Como resultado da simulação do modelo 1 para o planejamento da VPP com a função objetivo de maximização da receita e lucro da operação obteve-se a maximização da receita e maximização do lucro. E no momento de introdução de PBDR constatou-se que ocorreu a redução da demanda nos período testados.
- 2- Nos testes de verificação do modelo 1 com dados de artigos para o planejamento da VPP com a função objetivo de minimização do custo da operação e nos resultados da simulação do modelo 1 para o planejamento da VPP com a função objetivo de minimização do custo e operação pode-se perceber que o algoritmo conseguiu minimizar o custo total da operação em todas as VPPs testadas.
  - 3- Nos resultado da simulação dos benefícios econômicos dos sistemas PV com bateria e a análise da autossuficiência dos prossumidores do modelo 2, analisando percentual de redução do custo das contas de energia elétrica com armazenamento, constatou-se que, em todos os casos simulados e em todos os períodos analisados, o sistema com bateria contribuiu para a redução da conta de energia elétrica dos prossumidores. Porém, na análise de viabilidade econômica do investimento o VPL apresentou-se negativo.



## 5 CONCLUSÕES

Através da pesquisa realizada é possível concluir que a evolução dos mercados de energia está na direção de uma maior dependência dos recursos energéticos distribuídos e, a fim de gerenciar essa crescente complexidade de duas vias, as VPPs estão sendo implantadas em todo o mundo para permitir a integração de DERs (geração e demanda) na operação do sistema de energia.

As VPP atuam como uma grande usina elétrica, embora a participação do mercado de energia das VPPs seja obtida pela produção agregada de todas as unidades DERs.

Realizou-se estudos prévios sobre as VPPs para analisar o estado da arte, concepção, técnicas e estratégias de implantação existentes, organizados e analisados em duas partes: a) bibliometria e b) a análise das funções objetivas desenvolvidas por diversos autores.

Foram revisados os três componentes principais das VPPs, os recursos energéticos distribuídos, os sistemas de armazenamento de energia e as tecnologias de informação. Também, foram apresentadas as diferenças entre a usina virtual comercial e usina virtual técnica. Realizou-se um levantamento do setor elétrico brasileiro a fim de verificar a estrutura e aspectos regulatórios, de mercado, tributários e contratuais (Apêndice B). Para o desenvolvimento de uma VPP baseado nos padrões existentes foram destacadas as principais VPPs existentes no mundo.

Os métodos que determinaram a análise dos investimentos utilizados para a seleção de projetos foram: o valor presente líquido (VPL), o *payback* descontado e o custo nivelado da energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*).

Analisou-se um estudo de caso de VPP composto por micro e minigeradores de energia de diferentes cenários com agregação de prossumidores na VPP e realizados testes com três VPPs: a primeira VPP com 30 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 30); a segunda VPP com 60 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 60) e, a terceira VPP com 120 prossumidores com PV, 4 sistemas de armazenamento estacionário e 2 EVs (VPP 120).

A partir do modelo de otimização multiobjetivo desenvolvido para operar e buscando um gerenciamento ótimo de uma VPP e dos testes realizados com os algoritmos percebeu-se que o modelo 1 planejamento da VPP para DAM com o objetivo de maximização da receita, forneceu uma programação inicial com base no resultado da previsão; a produção do PV teve características estocásticas e o modelo proposto ajudou o sistema a fazer um plano de programação da VPP melhorando a receita da operação VPP.

O método de Monte Carlo para análise de modelos forneceu ferramentas para os tomadores de decisão produzindo distribuições de valores dos resultados possíveis.

A curva de carga de demanda foi suavizada quando introduzido o PBDR, sendo que o efeito do PBDR para reduzir o pico de carga é mais fraco que o IBDR, pois depende da decisão do cliente (demanda). Nos testes realizados com o modelo 1 planejamento da VPP para DAM foi calculado um coeficiente de elasticidade cruzada de -0,058.

No modelo 1 planejamento da VPP para minimização do custo da operação as DGs alternaram entre os modos ON / OFF, com a carga inicial da bateria igual 50% da capacidade e a carga final igual 50% da capacidade. Foi testado o algoritmo com a agregação de 30, 60 e 120 prossumidores. As baterias (ESSs) ajudaram a coordenar a saída do PV, armazenando o excesso de energia em períodos fora da ponta e descarregando a energia nos períodos de ponta, suavizando a curva de demanda e maximizando as receitas. Percebeu-se o comportamento de carga e descarga da bateria em relação a sua capacidade com a utilização do algoritmo, observando-se que o SOC da bateria aumentou no final do dia

Quando a resposta à demanda baseado em incentivos (IBDR) é introduzido na VPP, os resultados indicaram um efeito coordenado na otimização entre o lado da geração e o lado da demanda, o que ajudou o sistema a alcançar a programação ideal.

O modelo 2 foi dividido em duas partes: análise da autossuficiência dos prossumidores e benefício econômico. Identificou-se que a geração fotovoltaica atendeu a 12% da demanda. A autossuficiência calculada foi 35,65% (em 73,42% das residências analisadas). As baterias podem contribuir muito para à autossuficiência do consumidor. A autossuficiência é um fator motivador para o armazenamento, mas, atualmente, os sistemas fotovoltaicos costumam ser dimensionados para produzir quantidades idênticas à demanda total dos consumidores. Em termos econômicos, as tarifas atualmente disponíveis para consumidores residenciais não são adequadas para adoção de baterias e não incentivam consumidores com baixa autossuficiência em seus sistemas PV a adotarem baterias.

Em relação aos benefícios econômicos dos sistemas PVs com bateria foram otimizadas com a função objetivo de minimizar as contas de energia. No percentual de redução do custo das contas de energia elétrica constatou-se que em todos os casos simulados e em todos os períodos analisados o sistema com bateria contribuiu para a redução da conta de energia elétrica. Porém, analisando o valor presente líquido dos sistemas fotovoltaicos, observa-se que as tarifas existentes desencorajam os consumidores com baixa autossuficiência em investir no sistema de armazenamento.



É possível que uma combinação desses fatores possa levar a um aumento do residencial de armazenamento solar. Os custos da bateria estão diminuindo rapidamente e aumentarão a possibilidade para baixar os preços da energia. Percebe-se que os custos da bateria são a maior barreira à adoção dos sistemas de armazenamento. No entanto, as reduções nos custos de instalação dos PVs podem dissuadir os consumidores da adoção das baterias, uma vez que os custos reduzidos dos fotovoltaicos diminuem o benefício relativo disponível das baterias.

Embora os resultados mostraram que a geração atual de baterias residenciais pode contribuir com à autossuficiência do consumidor, elas permanecem com preços elevados para uma boa opção econômica aos consumidores fotovoltaicos residenciais.

Portanto, considerando o objetivo geral da tese de desenvolver um modelo de otimização para programação do gerenciamento de usinas virtuais (VPPs), agregando micro e minigeração de energia elétrica provenientes das fontes renováveis incluindo a geração distribuída solar fotovoltaica, cargas controláveis, sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos operando no mercado de energia pode-se concluir que o mesmo foi alcançado.

## 5.1 ESTUDOS FUTUROS

Como futuras pesquisas poderá ser desenvolvido um novo modelo utilizando auto agendamento (*self-scheduling*) para DAM com VPP. Utilizando inteligência artificial (AI) pode-se derivar para aprendizado de máquina (*machine learning* - ML) com características de aprendizagem supervisionada; aprendizagem não supervisionada; aprendizagem semi-supervisionada e aprendizagem por reforço. Sobre o enfoque do ML pode-se derivar para uma aprendizagem profunda (*deep learning*), baseando-se em um conjunto de algoritmos para modelar abstrações de alto nível de dados utilizando aprendizagem não supervisionada com rede neurais.

Finalmente, futuros estudos técnicos econômicos sobre a adoção de baterias deveriam considerar novas estruturas tarifárias, em particular aquelas com altas penalidades (\$ / kW) por alta demanda nos horários de pico.

## 5.2 PUBLICAÇÕES

Os seguintes artigos foram publicados em revistas durante o período de desenvolvimento do doutorado:

MANSILHA, M. B.; FARRET, F. A. Otimização de usinas virtuais através de algoritmos evolutivos. *Revista Científica Saber Humano*, v. 9, n. 15, p. 169–185, 2019.

MANSILHA, M. B.; FARRET, F. A.; BRONDANI, M.; HOFFAMANN, R.; CANTORSKI, L. R. Life cycle assessment of electrical distribution transformers: Comparative study between aluminum and copper coils. *Environmental Engineering Science*, v. 36, n. 1, p. 114–135, 2019.

MANSILHA, M. B.; FARRET, F. A.; KULLMANN, D. H. Linear Programming: Simplex Method and software OTIMIZA. *Revista Espacios*, v.38, n. 60, p. 4, 2017.

MANSILHA, M. B.; FARRET, F. A.; CANTORSKI, L. R. Life cycle assessment of the primary aluminum using the openlca tool. *Revista Espacios*, v.38, n. 41, p. 6, 2017.

MANSILHA, M. B.; FARRET, F. A.; CANTORSKI, L. R. Biomass: Advances Recent and a Comparison between Generator Biomass and Generator Diesel with Homer Pro Tool. *Revista Espacios*, v.38, n. 36, p. 9, 2017.

MANSILHA, M. B.; FARRET, F. A.; CANTORSKI, L. R. Biomass: Advances Recent and a Comparison between Generator Biomass and Generator Diesel with Homer Pro Tool. *Revista Espacios*, v.38, n. 36, p. 9, 2017.

MANSILHA, M. B.; FARRET, F. A.; CANTORSKI, L. R. Analysis of the Economic Feasibility of Distributed Generation with Photovoltaic Systems in Santa Maria, Brazil, using the Software Homer Pro. *Revista Espacios*, v.36, n. 22, p. 5, 2015.

Artigo publicado em Congresso:

MANSILHA, M. B.; PERIPOLLI, A.; CANTORSKI, L. R. Statistical process control (SPC) and life cycle assessment (LCA) as environmental management tools. *Ecoinovar. 4º FÓRUM INTERNACIONAL ECOINOVAR*, v.4, p. 1-11, 2015.

## REFERÊNCIAS

- ADARA. **ADARA POWER 8.6 kwh residential**. Disponível em: <[http://www.adarapower.com/home/wp-content/uploads/2017/05/Adara-Power-Storage-System\\_wPartNumbers\\_DataSheet.pdf](http://www.adarapower.com/home/wp-content/uploads/2017/05/Adara-Power-Storage-System_wPartNumbers_DataSheet.pdf)>.
- ANDERSEN, P. H.; MATHEWS, J. A.; RASK, M. Integrating private transport into renewable energy policy: The strategy of creating intelligent recharging grids for electric vehicles. **Energy Policy**, v. 37, n. 7, p. 2481–2486, 2009.
- ASSAF NETO, A. **Finanças corporativas e valor: livro de exercícios**. 2ª Edição ed. São Paulo: Atlas, 2009.
- AUSGRID. **Appendix 5: Australian Price Elasticity of DemandAusgrid**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[https://www.aer.gov.au/system/files/Ausgrid - Appendix 5 Price Elasticity of Demand - November 2015.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/Ausgrid_-_Appendix_5_Price_Elasticity_of_Demand_-_November_2015.pdf)>.
- BANKTRACK. **Korea Electric Power Corporation (KEPCO)South Korea**. Disponível em: <<https://www.banktrack.org/company/kepco>>.
- BARBOUR, E.; GONZÁLEZ, M. C. Projecting battery adoption in the prosumer era. **Applied Energy**, v. 215, n. February, p. 356–370, 2018.
- BAYAR, T. **RWE and Siemens to develop ‘next-generation’ virtual power plant**. Disponível em: <<https://www.powerengineeringint.com/2015/11/16/rwe-and-siemens-to-develop-next-generation-virtual-power-plant/>>.
- BAZIAR, A.; KAVOUSHI-FARD, A. Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices. **Renewable Energy**, v. 59, p. 158–166, 2013.
- BIE, Z. et al. Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2342–2350, 2012.
- BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011.
- CCEE. Nt Ccee - 0004 / 2015. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE**, p. 1–13, 2015.
- CONED. **CONED**. Disponível em: <<https://www.coned.com/en/about-us/media-center/news/20160613/virtual-power-plant>>.
- CONNOLLY, D. et al. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 4189–4196, 2011.
- COROAMA, I. et al. Meta-heuristic-based methods for multi-objective non-conflicting optimization of distribution networks operation. **EPE 2012 - Proceedings of the 2012 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering**, n. Epe, p. 280–285, 2012.
- EIA. **Electric Power Monthly**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/electricity/monthly/pdf/epm.pdf>>.
- ENERGY. **Electric Vehicle Basics**. Disponível em:

<<https://www.energy.gov/eere/electricvehicles/electric-vehicle-basics>>.

EROL-KANTARCI, M.; MOUFTAH, H. T. Energy-Efficient Information and Communication Infrastructures in the Smart Grid: A Survey on Interactions and Open Issues. **IEEE Communications Surveys and Tutorials**, v. 17, n. 1, p. 179–197, 2015.

ETHERDEN, N.; VYATKIN, V.; BOLLEN, M. H. J. Virtual Power Plant for Grid Services Using IEC 61850. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 12, n. 1, p. 437–447, 2016.

EVGO. **Types of electric vehicles: BEV, PHEV and HEV**. Disponível em: <<https://www.evgo.com/why-evs/types-of-electric-vehicles/>>.

GALUS, M. D.; KOCH, S.; ANDERSSON, G. Provision of load frequency control by PHEVs, controllable loads, and a cogeneration unit. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4568–4582, 2011.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

GIUNTOLI, M.; POLI, D. Optimized thermal and electrical scheduling of a large scale virtual power plant in the presence of energy storages. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 2, p. 942–955, 2013.

GM. **2016 Chevrolet Volt Battery System**. Disponível em: <[https://media.gm.com/content/dam/Media/microsites/product/Volt\\_2016/doc/VOLT\\_BATTERY.pdf](https://media.gm.com/content/dam/Media/microsites/product/Volt_2016/doc/VOLT_BATTERY.pdf)>. Acesso em: 5 dez. 2019.

HERNÁNDEZ, T. K. V. Uma proposta de integração da geração distribuída, por meio das usinas virtuais, ao Sistema Elétrico do Estado de São Paulo. **Dissertação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo – USP**, p. 152, 2015.

HOOSHMAND, R. A.; NOSRATABADI, S. M.; GHOLIPOUR, E. Event-based scheduling of industrial technical virtual power plant considering wind and market prices stochastic behaviors - A case study in Iran. **Journal of Cleaner Production**, v. 172, p. 1748–1764, 2018.

HOWELL, S. et al. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, n. January, p. 193–214, 2017.

HUANG, C. et al. Economic dispatch of power systems with virtual power plant based interval optimization method. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 2, n. 1, p. 74–80, 2016.

HUANG, J. et al. Priority-based traffic scheduling and utility optimization for cognitive radio communication infrastructure-based smart grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 1, p. 78–86, 2013.

JU, L. et al. Multi-objective stochastic scheduling optimization model for connecting a virtual power plant to wind-photovoltaic-electric vehicles considering uncertainties and demand response. **Energy Conversion and Management**, v. 128, p. 160–177, 2016a.

JU, L. et al. A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response. **Applied Energy**, v. 171, p. 184–199, 2016b.

KARDAKOS, E. G.; SIMOGLU, C. K.; BAKIRTZIS, A. G. Optimal Offering Strategy of a

- Virtual Power Plant: A Stochastic Bi-Level Approach. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 2, p. 794–806, 2016.
- KASAEI, M. J.; GANDOMKAR, M.; NIKOUKAR, J. Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant. **Renewable Energy**, v. 114, p. 1180–1188, 2017.
- KIM, H. et al. Life cycle assessment of cadmium telluride photovoltaic (CdTe PV) systems. **Solar Energy**, v. 103, p. 78–88, 2014.
- KIRSCHEN, D. S. Demand-Side View of Electricity Markets - Invited Paper. **Ieee Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 520–527, 2003.
- KOOPMANN, S. et al. Evaluating multifunctional storage usage for the integration of renewable energies. **7th International Renewable Energy Storage Conference, Proceedings**, v. 1, n. 3, p. 1–5, 2014.
- KOW, K. W. et al. A review on performance of artificial intelligence and conventional method in mitigating PV grid-tied related power quality events. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 334–346, 2016.
- KÜHNE, P. et al. Smart Grid Communication Technologies in the Brazilian Electrical Sector. **Proceedings of the First ELECON Workshop Towards Efficient European and Brazilian Electricity Market**, p. 19–40, 2013.
- LEEMIS, L. M. Building credible input models. **Proceedings - Winter Simulation Conference**, v. 1, p. 29–40, 2004.
- LG-CHEM. **Data sheet for RESU10H**. Disponível em: <[https://www.acsolarwarehouse.com/wp-content/uploads/2017/09/RESU10H\\_R\\_Data-sheet\\_ver1.0\\_170221.pdf](https://www.acsolarwarehouse.com/wp-content/uploads/2017/09/RESU10H_R_Data-sheet_ver1.0_170221.pdf)>.
- LLORET, J.; VALENCIA, U. P. DE. A multi-agent system architecture for smart grid. **IEEE Communications Magazine**, v. 51, n. January, p. 106–113, 2013.
- LOMBARDI, P. et al. Multi-criteria optimization of an energy storage system within a virtual power plant architecture. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–6, 2011.
- MACEDO, M. N. Q. et al. Typification of load curves for DSM in Brazil for a smart grid environment. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 67, p. 216–221, 2015.
- MANCARELLA, P. MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models. **Energy**, v. 65, p. 1–17, 2014.
- MASHHOUR, E.; MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets-Part I: Problem formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 2, p. 949–956, 2011.
- MEHDIZADEH, A.; TAGHIZADEGAN, N.; SALEHI, J. Risk-based energy management of renewable-based microgrid using information gap decision theory in the presence of peak load management. **Applied Energy**, v. 211, n. July 2017, p. 617–630, 2018.
- MIKOS, A. P. Estudo de viabilidade técnica da implementação de tecnologias de smart grid em consumidores finais. **Trabalho Conclusão - Engenharia Industrial Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)**, p. 121, 2014.
- MNATSAKANYAN, A.; KENNEDY, S. W. A novel demand response model with an

application for a virtual power plant. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 1, p. 230–237, 2015.

MOGHADDAM, A. A. et al. Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source. **Energy**, v. 36, n. 11, p. 6490–6507, 2011.

MOGHADDAM, M. P.; ABDOLLAHI, A.; RASHIDINEJAD, M. Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets. **Applied Energy**, v. 88, n. 9, p. 3257–3269, 2011.

MOLDERINK, A. et al. Management and Control of Domestic Smart Grid Technology. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. 1, n. 2, p. 109–119, 2010.

MONTANHINI, L. R. A. Economia de Engenharia. **Material Didático**, p. 141, 2008.

MORAIS, H. et al. Distributed energy resources management using plug-in hybrid electric vehicles as a fuel-shifting demand response resource. **Energy Conversion and Management**, v. 97, p. 78–93, 2015.

MOUTIS, P.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Voltage Regulation Support Along a Distribution Line by a Virtual Power Plant Based on a Center of Mass Load Modeling. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3029–3038, 2018.

NAZ, M. N. et al. Multicriteria decision making for resource management in renewable energy assisted microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, n. December 2016, p. 323–341, 2017.

NEWSWIRE CISION PR. **Autogrid Announces Major Virtual Power Plant Agreement with Japan's ENERES Co., Ltd.** Disponível em: <<https://www.prnewswire.com/news-releases/autogrid-announces-major-virtual-power-plant-agreement-with-japans-eneres-co-ltd-300869173.html>>.

NEXT KRAFTWERKE. **Next Kraftwerke**. Disponível em: <<https://www.next-kraftwerke.de/>>.

NGUYEN, D. T.; LE, L. B. Optimal energy management for cooperative microgrids with renewable energy resources. **2013 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, SmartGridComm 2013**, p. 678–683, 2013.

NGUYEN, D. T.; LE, L. B. Optimal energy trading for building microgrid with electric vehicles and renewable energy resources. **2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2014**, p. 1–5, 2014.

NOSRATABADI, S. M.; HOOSHMAND, R. A.; GHOLIPOUR, E. Stochastic profit-based scheduling of industrial virtual power plant using the best demand response strategy. **Applied Energy**, v. 164, p. 590–606, 2016.

NOSRATABADI, S. M.; HOOSHMAND, R. A.; GHOLIPOUR, E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 341–363, 2017.

OTHMAN, M. M.; HEGAZY, Y. G.; ABDELAZIZ, A. Y. A Review of virtual power plant definitions, components, framework and optimization. **International Electrical Engineering Journal**, v. 6, n. 9, p. 2010–2024, 2015.

PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M. Microgrids in active network

management - Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 36, p. 428–439, 2014.

PANDŽIĆ, H. et al. Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming. **Applied Energy**, v. 105, p. 282–292, 2013.

PANDŽIĆ, H.; KUZLE, I.; CAPUDER, T. Virtual power plant mid-term dispatch optimization. **Applied Energy**, v. 101, p. 134–141, 2013.

PAPAEFTHYMIU, S. V.; PAPATHANASSIOU, S. A. Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power stations in island systems. **Renewable Energy**, v. 64, p. 187–196, 2014.

PARRA, D.; PATEL, M. K. Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems. **Applied Energy**, v. 164, n. 2016, p. 175–187, 2016.

PASETTI, M.; RINALDI, S.; MANERBA, D. A virtual power plant architecture for the demand-side management of smart prosumers. **Applied Sciences (Switzerland)**, v. 8, n. 3, p. 432, 2018.

PATRÍCIO, H. F. F. Análise de viabilidade de centrais de geração de eletricidade virtuais. **Tecnico Lisboa**, p. 93, 2013.

PECAN STREET INC. DATAPORT. **Pecan Street Inc. Dataport**. Disponível em: <<https://dataport.pecanstreet.org/idq>>.

PEIK-HERFEH, M.; SEIFI, H.; SHEIKH-EL-ESLAMI, M. K. Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 44, n. 1, p. 88–98, 2013.

PENTLAND, W. **Siemens, RWE to build mass-market ready virtual power plant**.

PRASAD, A. A.; TAYLOR, R. A.; KAY, M. Assessment of direct normal irradiance and cloud connections using satellite data over Australia. **Applied Energy**, v. 143, p. 301–311, 2015.

PUDJIANTO, D.; RAMSAY, C.; STRBAC, G. Microgrids and virtual power plants: Concepts to support the integration of distributed energy resources. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy**, v. 222, n. 7, p. 731–741, 2008.

RAHIMI, F.; IPAKCHI, A. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 1, n. 1, p. 82–88, 2010.

RAHIMIYAN, M.; BARINGO, L. Strategic Bidding for a Virtual Power Plant in the Day-Ahead and Real-Time Markets: A Price-Taker Robust Optimization Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 2676–2687, 2016.

RAHMANI-DABBAGH, S.; SHEIKH-EL-ESLAMI, M. K. A profit sharing scheme for distributed energy resources integrated into a virtual power plant. **Applied Energy**, v. 184, p. 313–328, 2016.

RAZA, M. Q.; KHOSRAVI, A. A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 1352–1372, 2015.

REBELATTO, D. **Projeto de investimento**. 1. ed. Barueri - SP: Editora Manole, 2004.

REZAEI, N.; KALANTAR, M. Stochastic frequency-security constrained energy and reserve

management of an inverter interfaced islanded microgrid considering demand response programs. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 69, p. 273–286, 2015.

RINALDI, S. et al. Experimental characterization of communication infrastructure for virtual power plant monitoring. **2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems, AMPS 2016 - Proceedings**, v. 40545387, n. 40545387, p. 1–6, 2016.

ROBU, V. et al. Rewarding cooperative virtual power plant formation using scoring rules. **Energy**, v. 117, p. 19–28, 2016.

RUIZ, N.; COBELO, I.; OYARZABAL, J. A direct load control model for virtual power plant management. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 959–966, 2009.

SAAD, N. et al. Solar irradiance uncertainty management based on Monte Carlo-beta probability density function : case in Malaysian tropical climate. **Bulletin of Electrical Engineering and Informatics**, v. 8, n. 3, p. 1135–1143, 2019.

SAMSUNG. **ENERGY STORAGE SYSTEM for Home**. Disponível em: <<https://www.samsungsdi.com/ess/energy-storage-system-application.html>>. Acesso em: 5 dez. 2019.

SHABANZADEH, M.; SHEIKH-EL-ESLAMI, M. K.; HAGHIFAM, M. R. The design of a risk-hedging tool for virtual power plants via robust optimization approach. **Applied Energy**, v. 155, p. 766–777, 2015.

SHAFIEKHANI, M.; BADRI, A.; KHAVARI, F. A Bi-level model for strategic bidding of virtual power plant in day-ahead and balancing market. **IEEE Proceedings 2017 Smart Grid Conference, SGC 2017**, v. 2018- Janua, p. 1–6, 2018.

SILVA, T. B. DA; HOLLANDA, L.; CUNHA, P. C. F. DA. Recursos energéticos distribuídos. **FGV Energia**, v. 7, n. 3, p. 106, 2016.

STAPLETON, R. C.; BREALEY, R.; MYERS, S. **Principles of Corporate Finance**. 13. ed. New York: McGraw-Hill, 1981. v. 36

TAN, Z. et al. The optimization model for multi-type customers assisting wind power consumptive considering uncertainty and demand response based on robust stochastic theory. **Energy Conversion and Management**, v. 105, p. 1070–1081, 2015.

TAN, Z. et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response. **Energy**, v. 124, p. 198–213, 2017.

TESLA. **Tesla S 85**. Disponível em: <<https://ev-database.org/car/1031/Tesla-Model-S-85>>. Acesso em: 5 dez. 2019.

TESLA. **South Australia's Virtual Power Plant**. Disponível em: <[https://www.tesla.com/en\\_AU/sa-virtual-power-plant](https://www.tesla.com/en_AU/sa-virtual-power-plant)>.

TESLA. **Tesla Powerwall 2 Datasheet**. Disponível em: <[https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall\\_2\\_AC\\_Datasheet\\_en\\_northamerica.pdf](https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall_2_AC_Datasheet_en_northamerica.pdf)>. Acesso em: 5 dez. 2019b.

VASIRANI, M. et al. An agent-based approach to virtual power plants of wind power generators and electric vehicles. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 3, p. 1314–1322, 2013.



VILACA, N. M. C. A. A. et al. Smart City – Caso Da Implantação Em Buzios - Rj. **Revista SODEBRAS**, v. 9, n. October 2015, p. 1–7, 2014.

VPP INTELLIGENT ENERGY. **VPP INTELLIGENT ENERGY**. Disponível em: <[https://vpp.hu/eng/2/about\\_us](https://vpp.hu/eng/2/about_us)>.

WALTON, R. **Autogrid's Japan project could be world's largest virtual power plant**. Disponível em: <<https://www.utilitydive.com/news/autogrids-japan-project-could-be-worlds-largest-virtual-power-plant-comp/557550/>>.

WANG, J. et al. Impact of plug-in hybrid electric vehicles on power systems with demand response and wind power. **Energy Policy**, v. 39, n. 7, p. 4016–4021, 2011.

WANG, Y. An Adaptive Importance Sampling Method for Spinning Reserve Risk Evaluation of Generating Systems Incorporating Virtual Power Plants. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 5, p. 5082–5091, 2018.

ZAMANI, A. G.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S. Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant. **Applied Energy**, v. 169, p. 324–340, 2016.

ZHANG, X.; SHARMA, R.; HE, Y. Optimal energy management of a rural microgrid system using multi-objective optimization. **2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012**, p. 1–8, 2012.

ZHAO, Q.; SHEN, Y.; LI, M. Control and Bidding Strategy for Virtual Power Plants with Renewable Generation and Inelastic Demand in Electricity Markets. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 562–575, 2016a.

ZHAO, Q.; SHEN, Y.; LI, M. Control and Bidding Strategy for Virtual Power Plants with Renewable Generation and Inelastic Demand in Electricity Markets. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 562–575, 2016b.

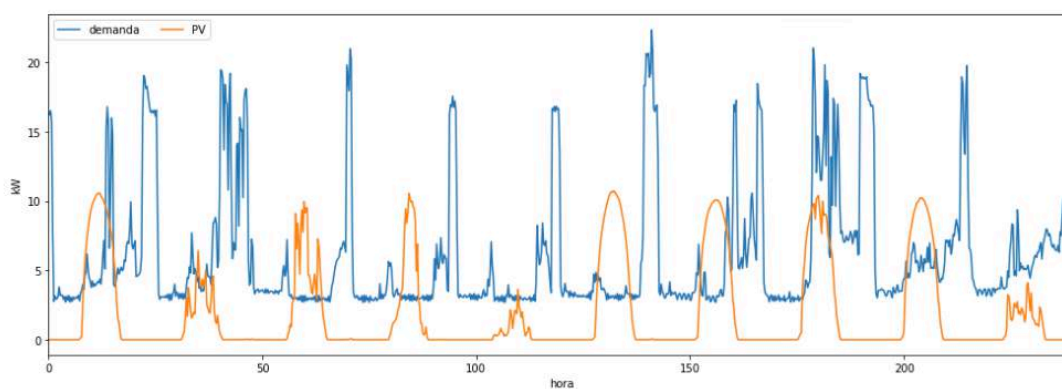
ZHOU, K.; YANG, S.; SHAO, Z. Energy Internet: The business perspective. **Applied Energy**, v. 178, p. 212–222, 2016a.

ZHOU, K.; YANG, S.; SHAO, Z. Energy Internet: The business perspective. **Applied Energy**, v. 178, p. 212–222, 2016b.



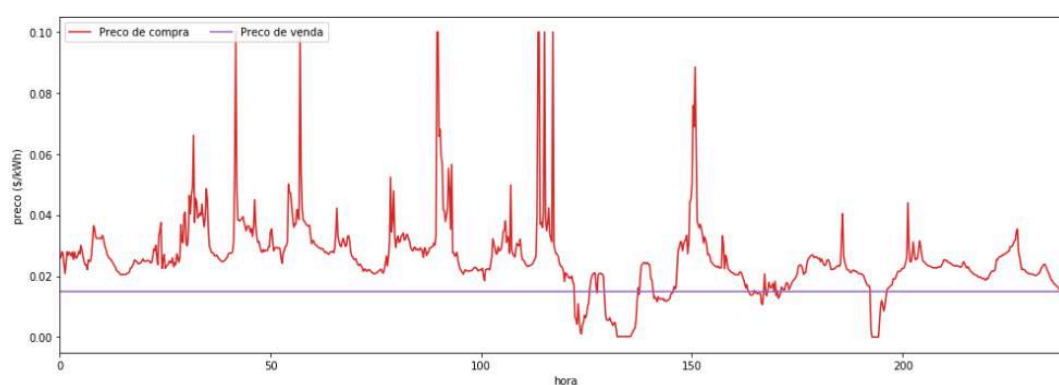
## APÊNDICE A - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES -RESIDÊNCIA 114

Figura 76 - Período 2: Demanda x Geração PV da residência 114



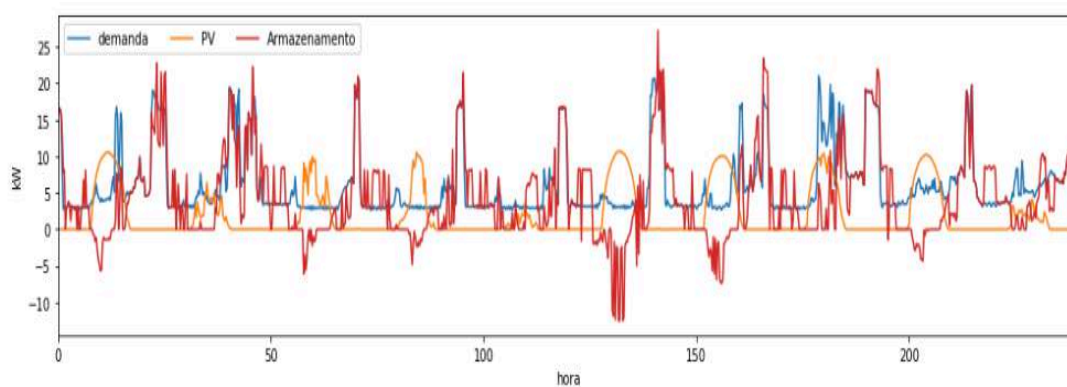
Fonte: Autor.

Figura 77 - Período 2: Preços de compra x preço de venda



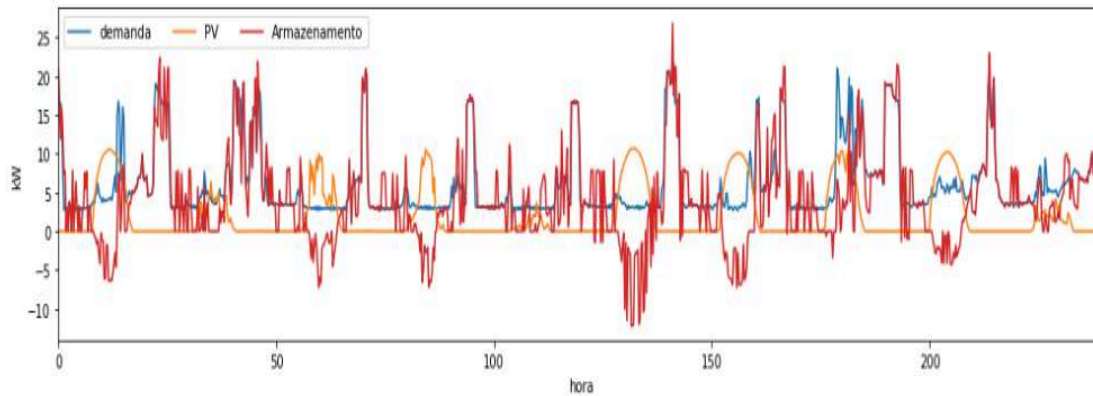
Fonte: Autor.

Figura 78 - Período 2: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



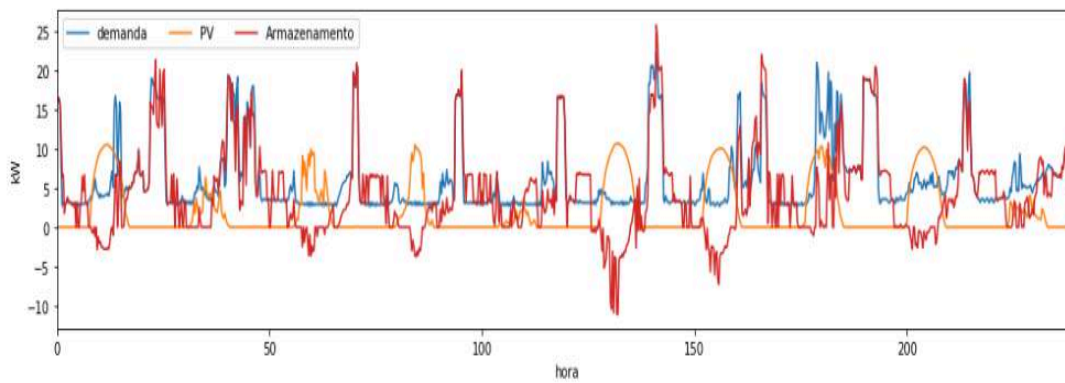
Fonte: Autor.

Figura 79 - Período 2: Demanda x PV x armazenamento com Samsung SDI



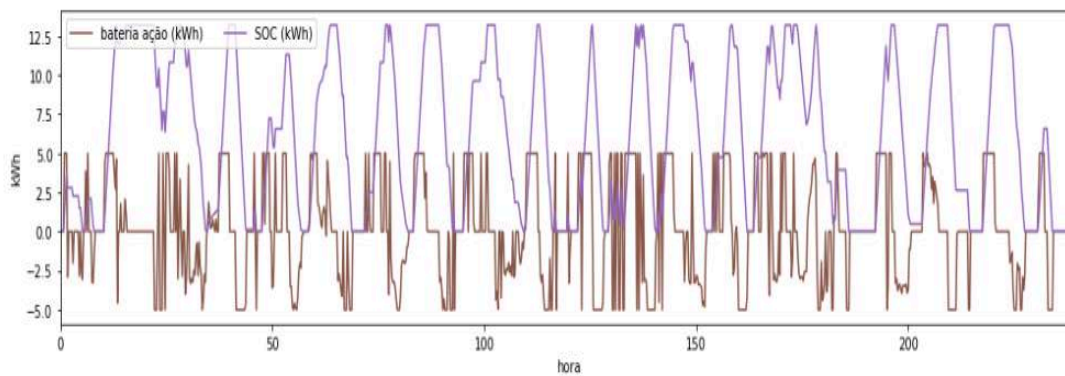
Fonte: Autor.

Figura 80 - Período 2: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt



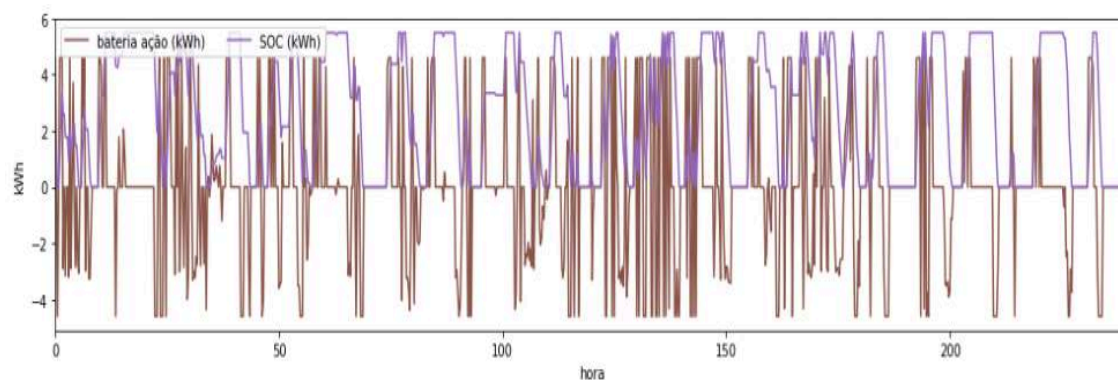
Fonte: Autor.

Figura 81 - Período 2: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2



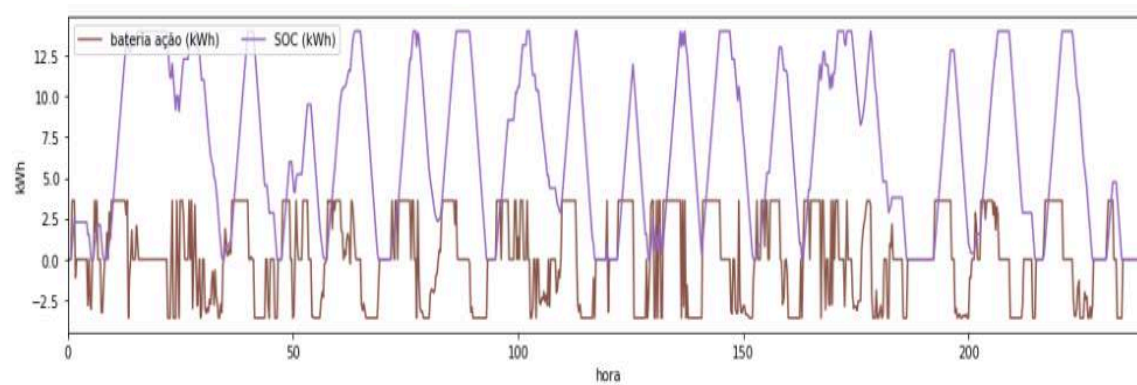
Fonte: Autor.

Figura 82 - Período 2: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI



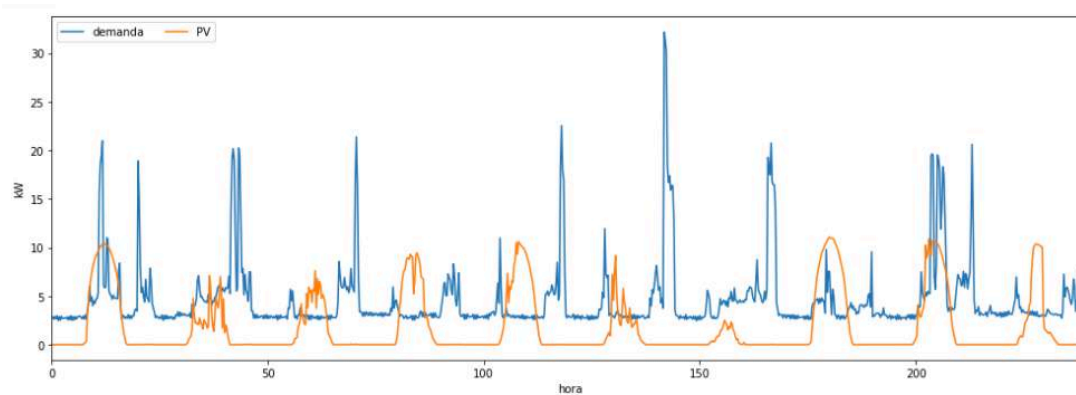
Fonte: Autor.

Figura 83 - Período 2: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt



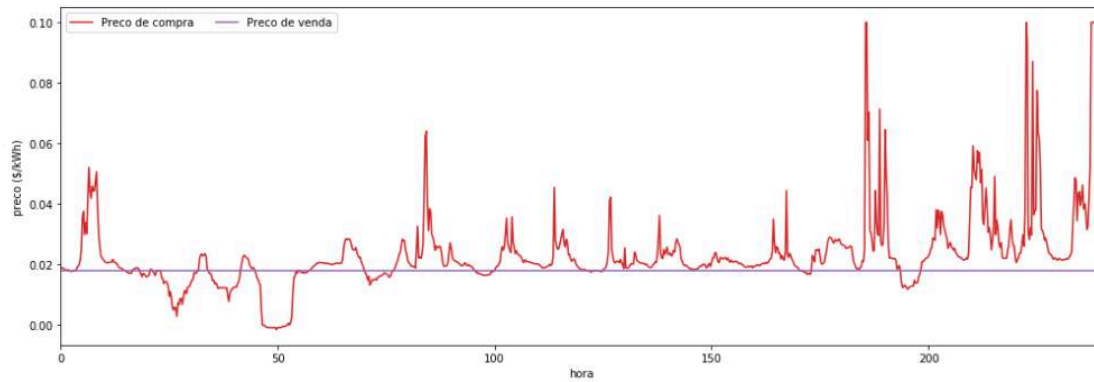
Fonte: Autor.

Figura 84 - Período 3: Demanda x Geração PV da residência 114



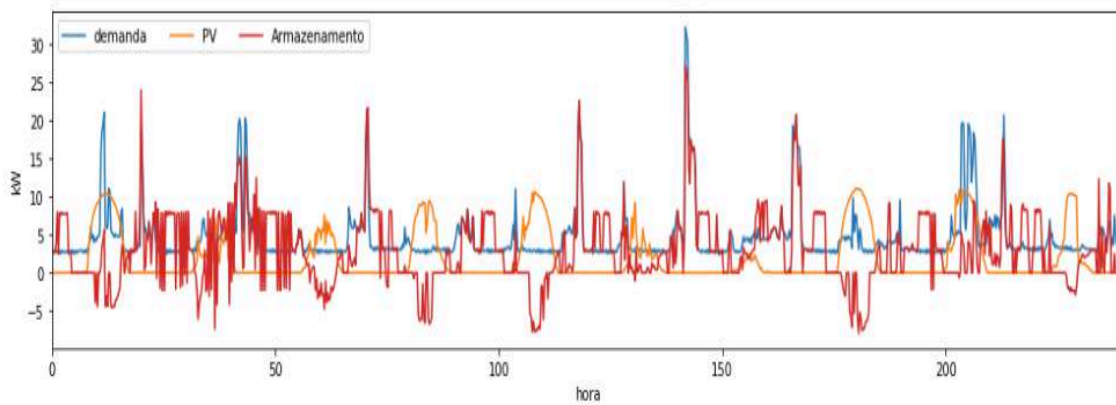
Fonte: Autor.

Figura 85 - Período 3: Preços de compra x preço de venda



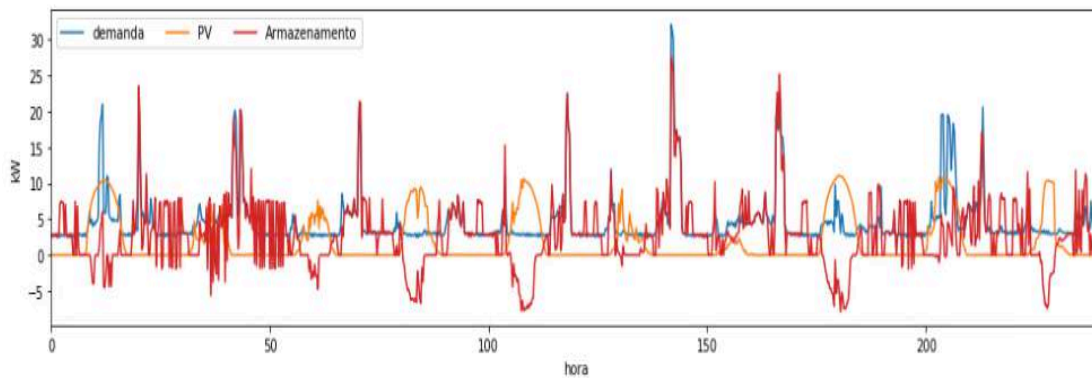
Fonte: Autor.

Figura 86 - Período 3: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



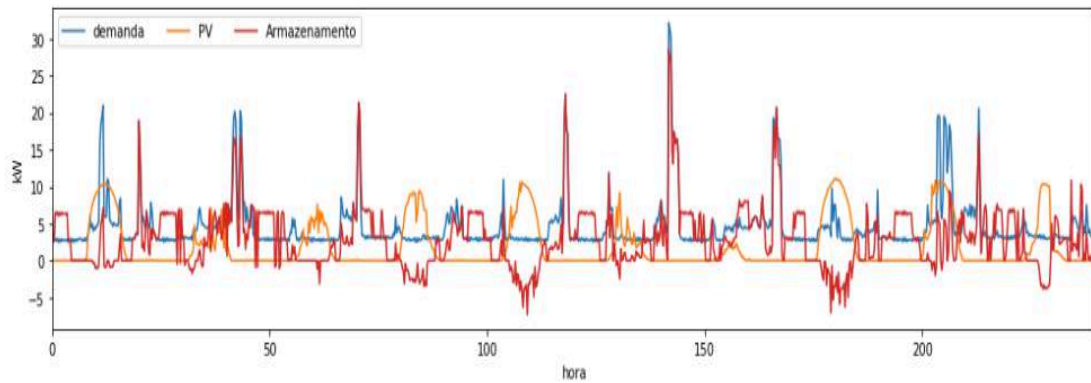
Fonte: Autor.

Figura 87 - Período 3: Demanda x PV x armazenamento com Samsung SDI



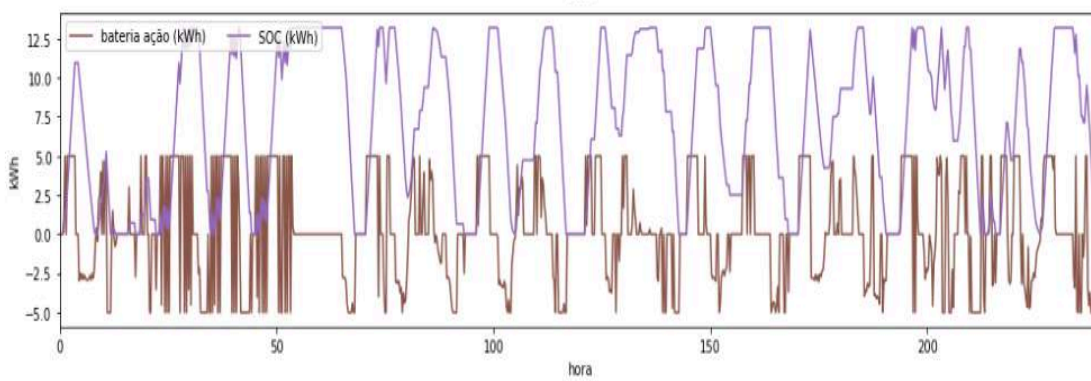
Fonte: Autor.

Figura 88 - Período 3: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt



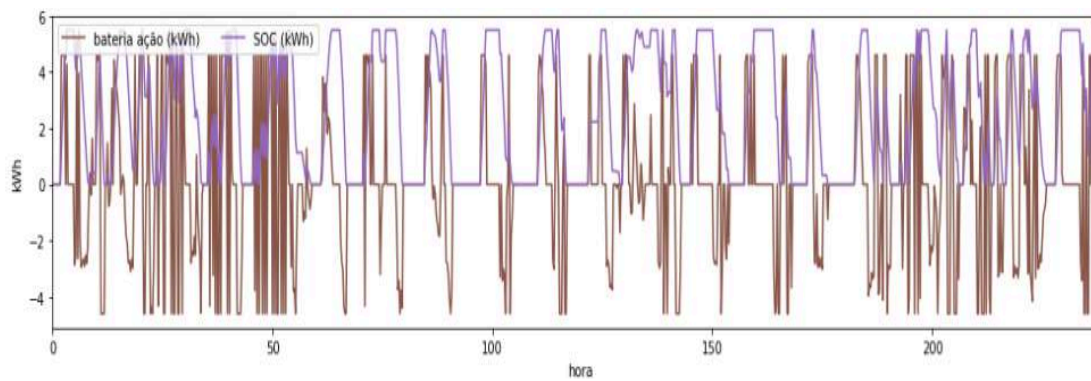
Fonte: Autor.

Figura 89 - Período 3: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2



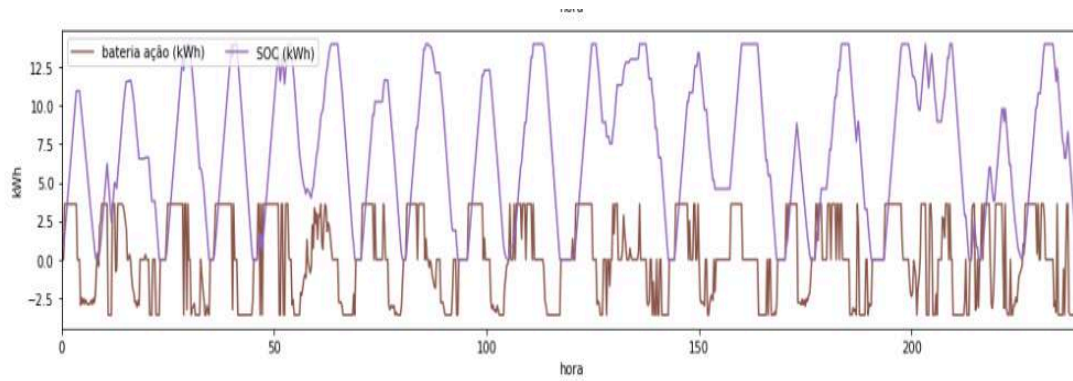
Fonte: Autor.

Figura 90 - Período 3: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI



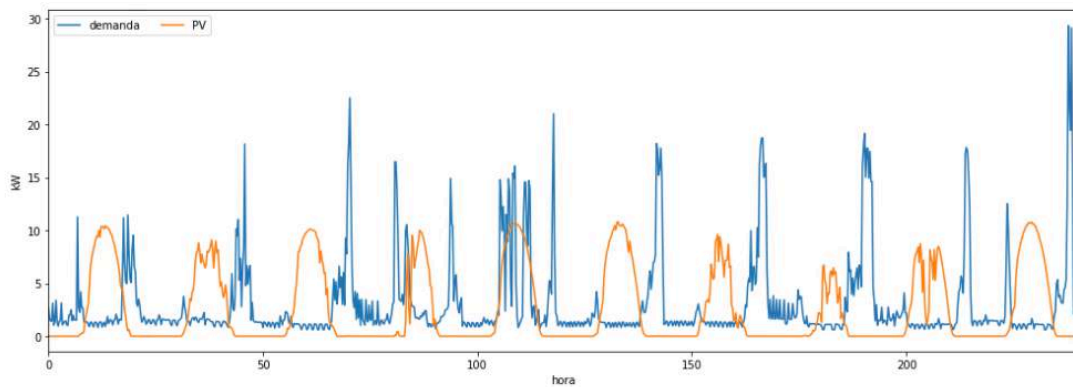
Fonte: Autor.

Figura 91 - Período 3: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt



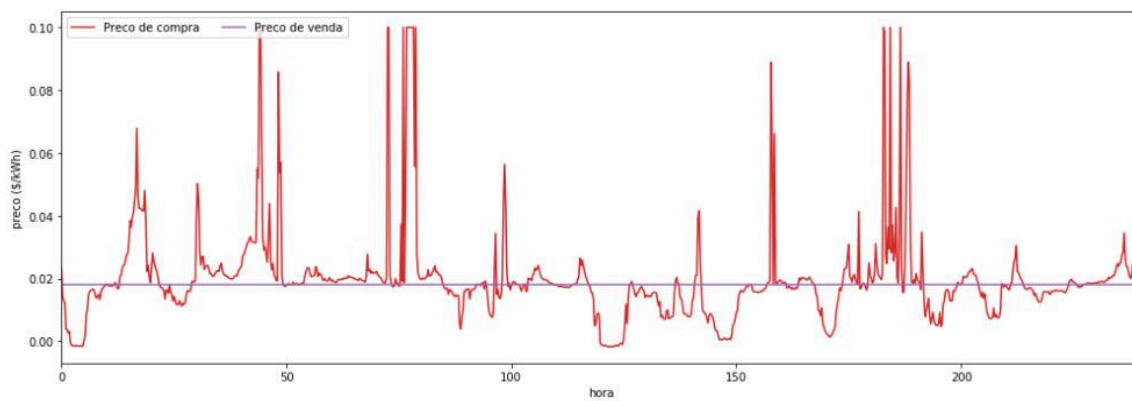
Fonte: Autor.

Figura 92 - Período 4: Preço de compra x Preço de venda da residência 114



Fonte: Autor.

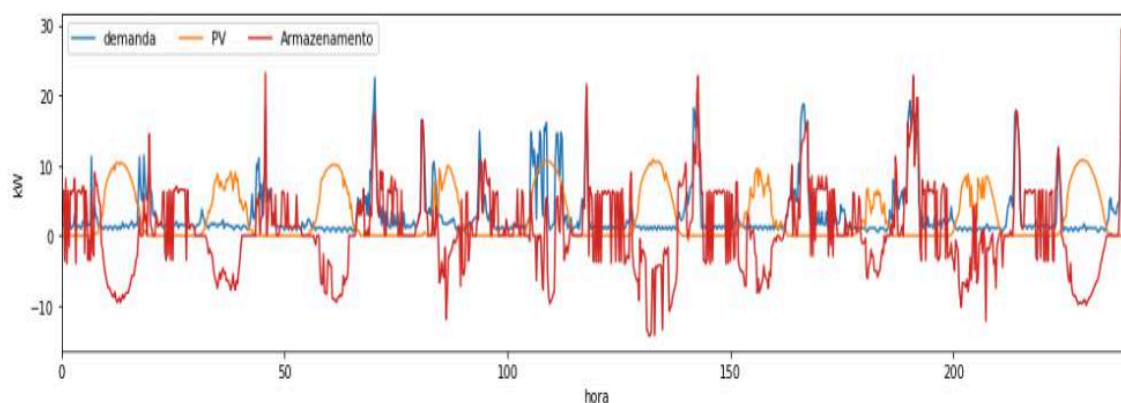
Figura 93 - Período 4: Preços de compra x preço de venda



Fonte: Autor.

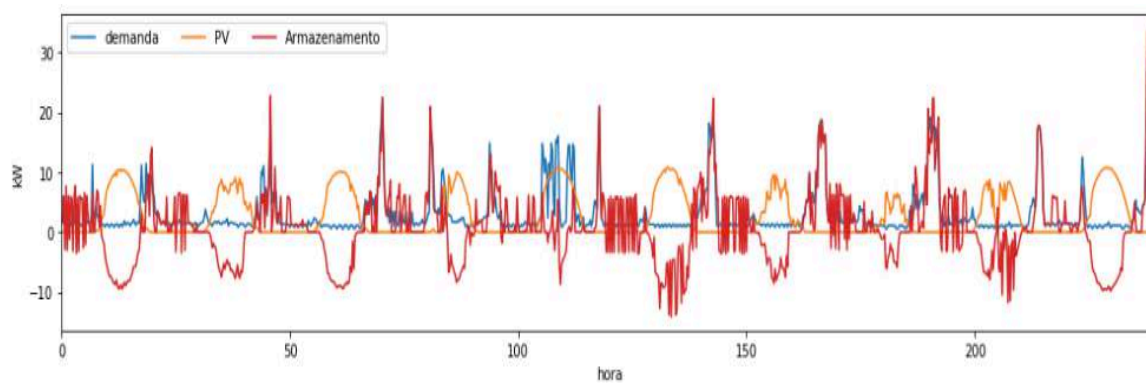


Figura 94 - Período 4: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



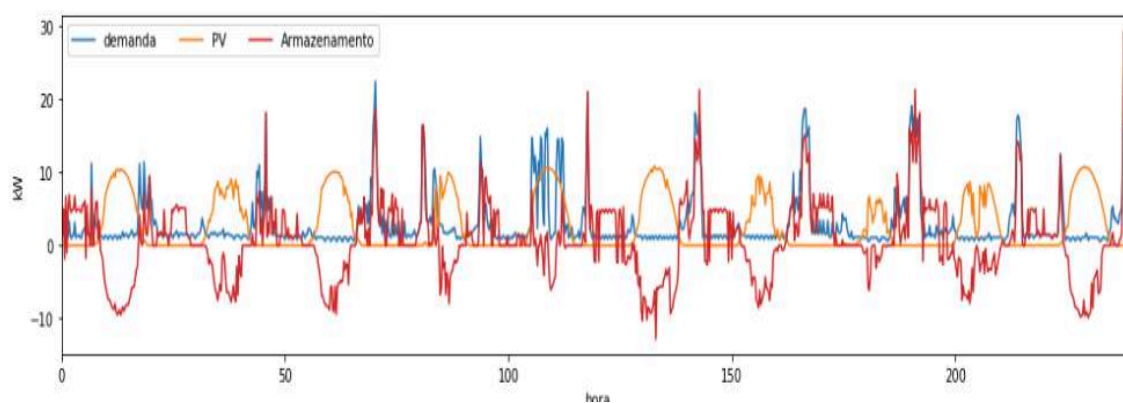
Fonte: Autor.

Figura 95 - Período 4: Demanda x PV x com Samsung SDI.



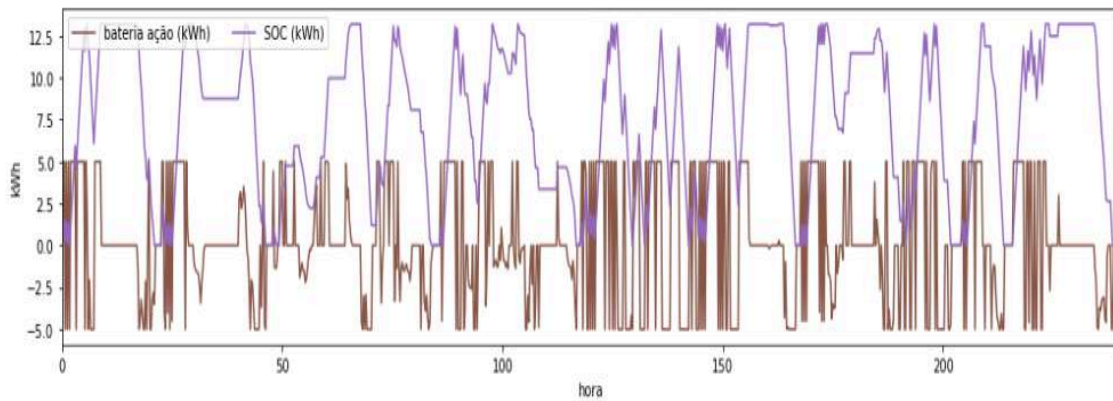
Fonte: Autor.

Figura 96 - Período 4: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt



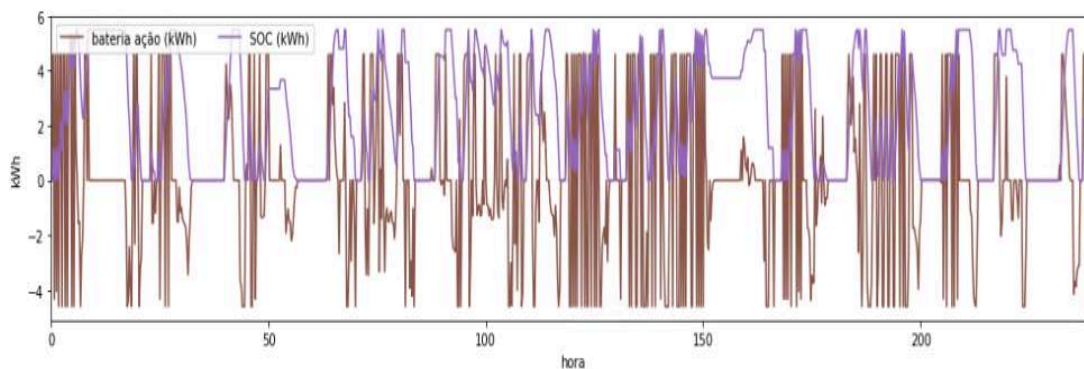
Fonte: Autor.

Figura 97 - Período 4: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2



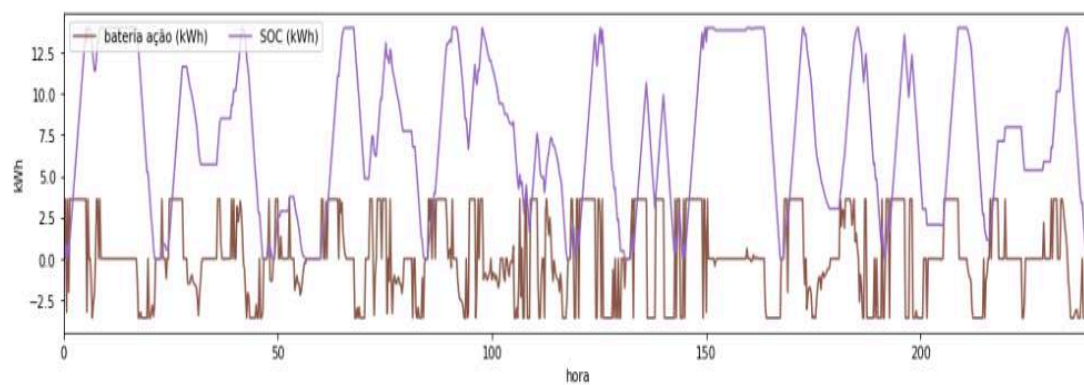
Fonte: Autor.

Figura 98 - Período 4: Bateria em ação x SOC com Samsung SDI.



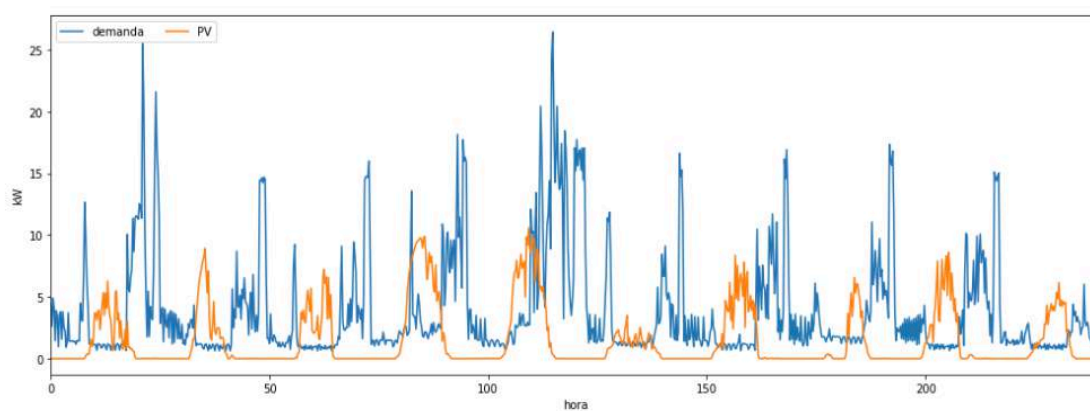
Fonte: Autor.

Figura 99 - Período 4: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt



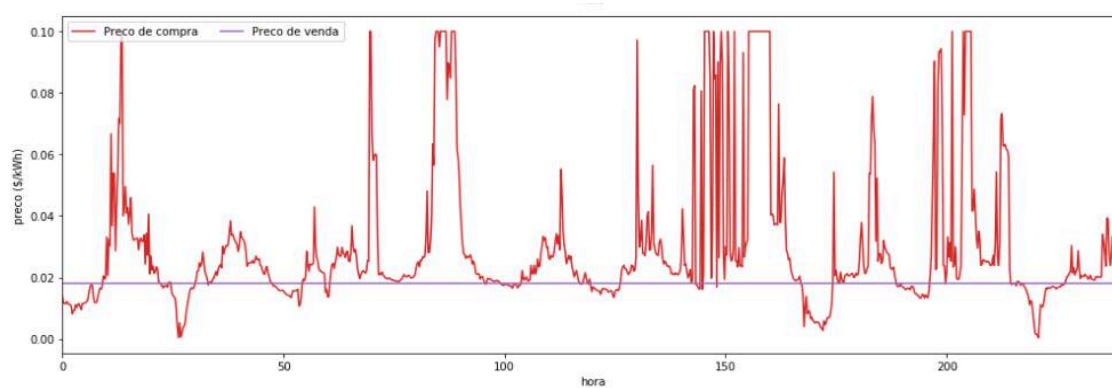
Fonte: Autor.

Figura 100 - Período 5: Preço de compra x Preço de venda da residência 114



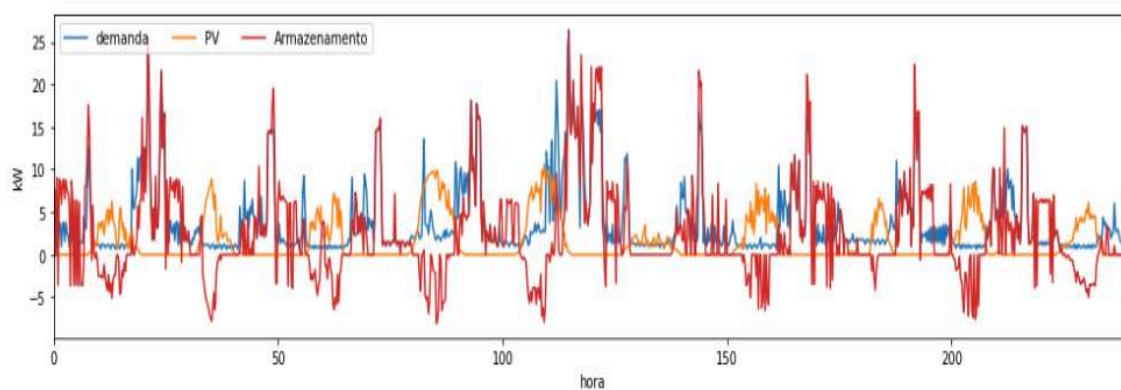
Fonte: Autor.

Figura 101 - Período 5: Preços de compra x preço de venda



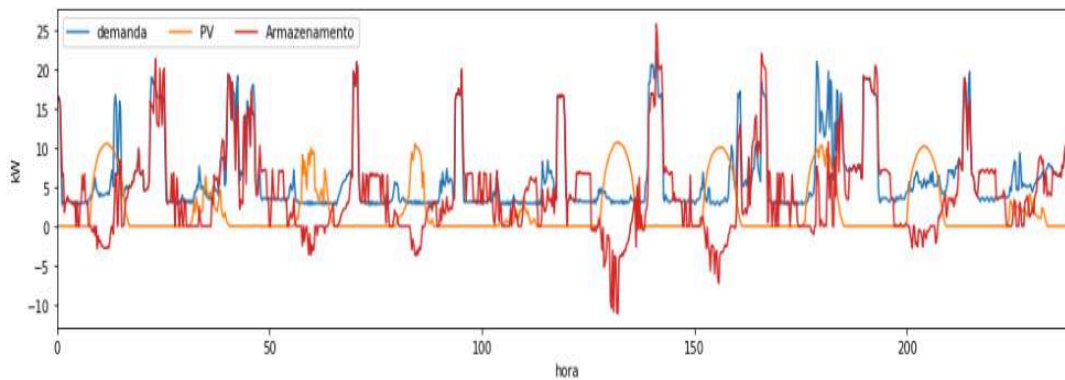
Fonte: Autor.

Figura 102 - Período 5: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



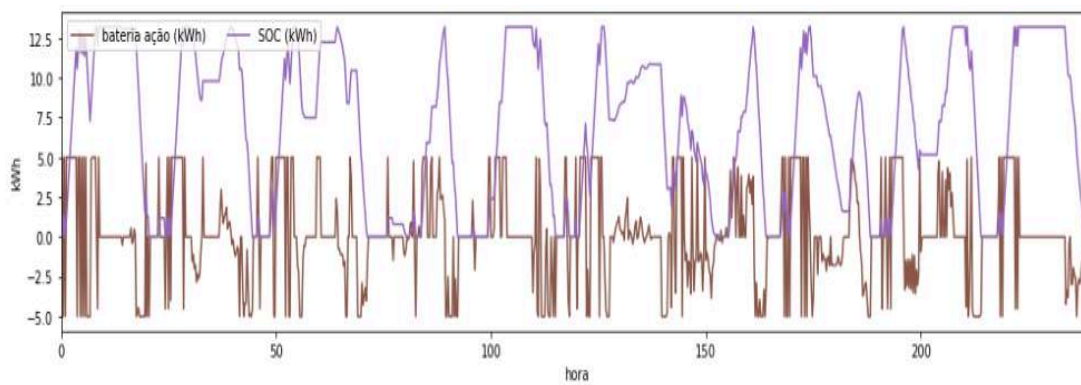
Fonte: Autor.

Figura 103 - Período 5: Demanda x PV x armazenamento com EV Chevrolet volt



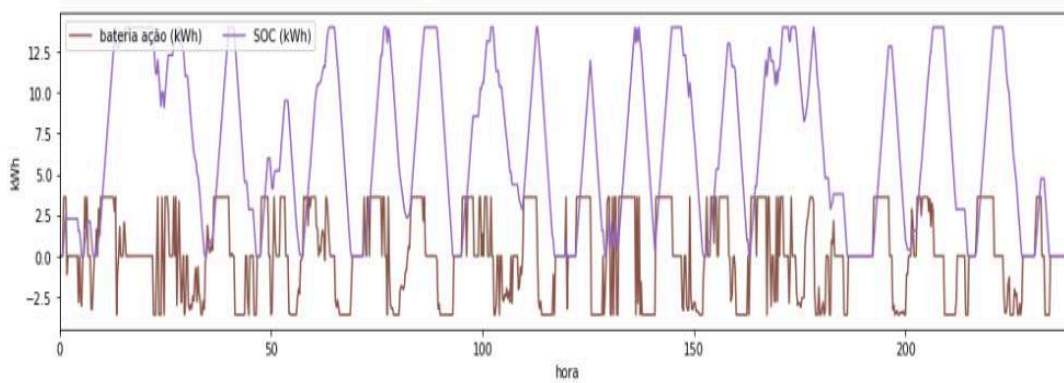
Fonte: Autor.

Figura 104 - Período 5: Bateria em ação x SOC com Tesla powerwall 2



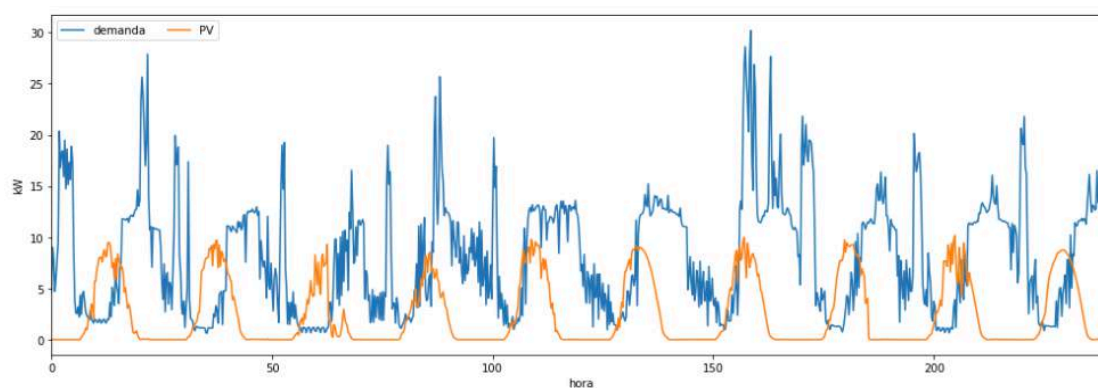
Fonte: Autor.

Figura 105 - Período 5: Bateria em ação x SOC com EV Chevrolet volt



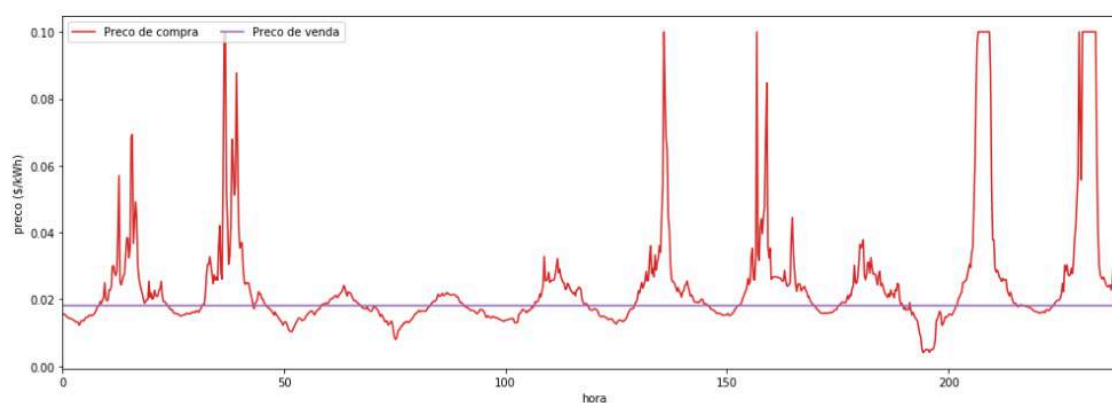
Fonte: Autor.

Figura 106 - Período 6: Preço de compra x Preço de venda da residência 114



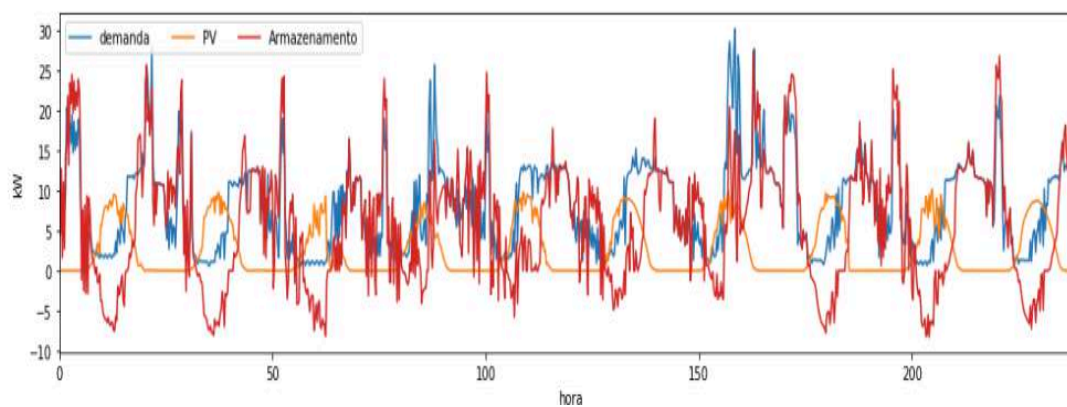
Fonte: Autor.

Figura 107 - Período 6: Preços de compra x preço de venda



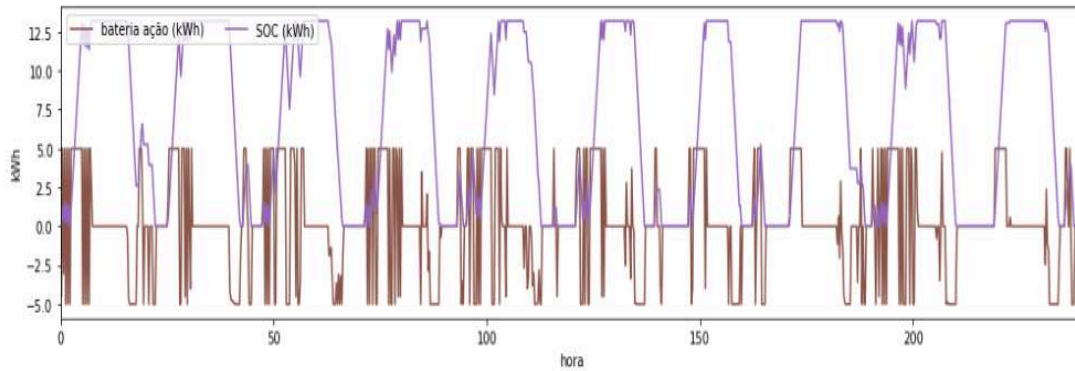
Fonte: Autor.

Figura 108 - Período 6: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



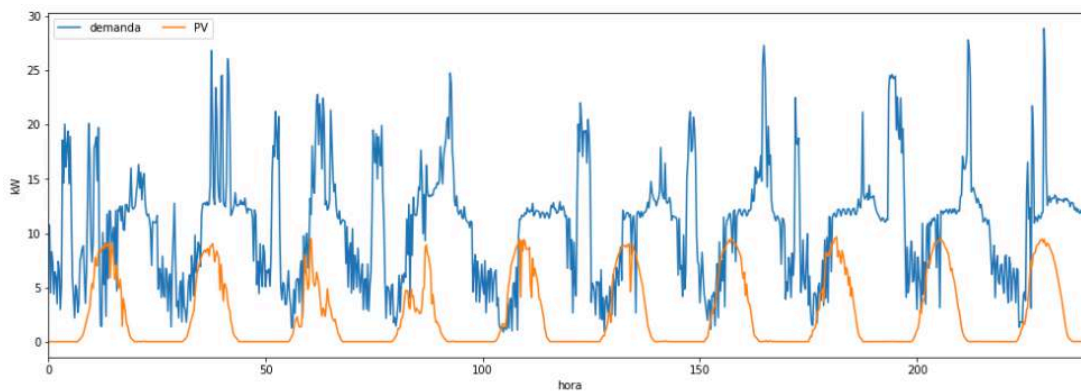
Fonte: Autor.

Figura 109 - Período 6: Bateria em ação x SOC



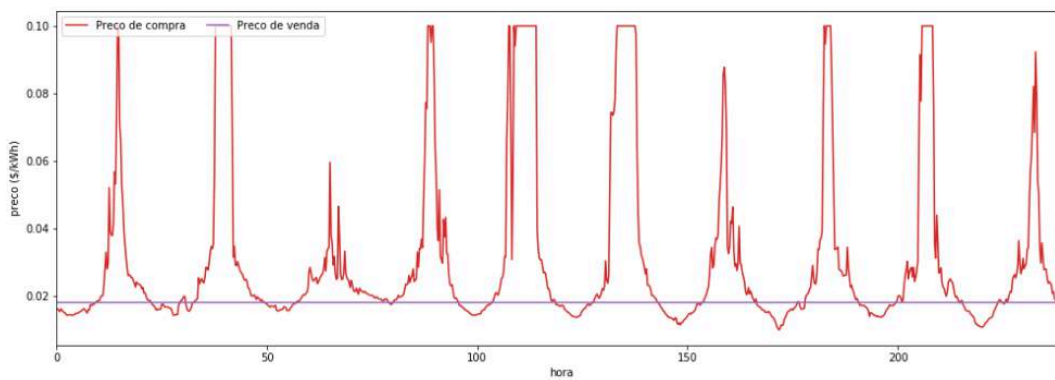
Fonte: Autor.

Figura 110 - Período 7: Preço de compra x Preço de venda da residência 114



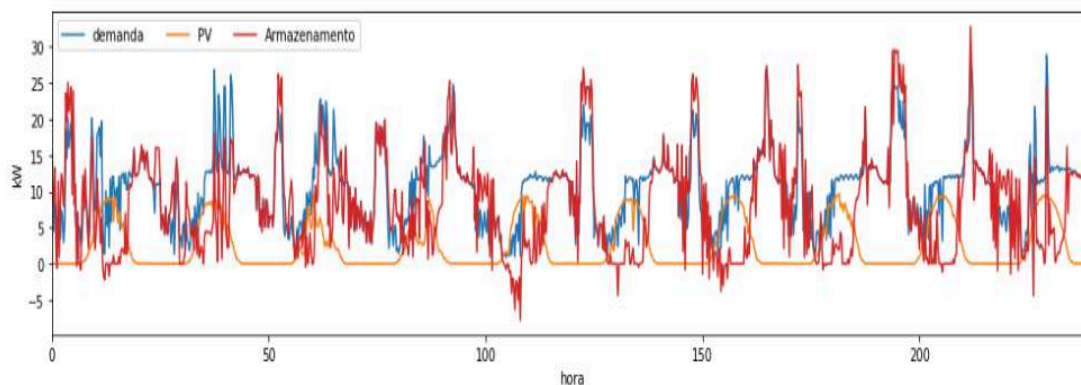
Fonte: Autor.

Figura 111 - Período 7: Preços de compra x preço de venda



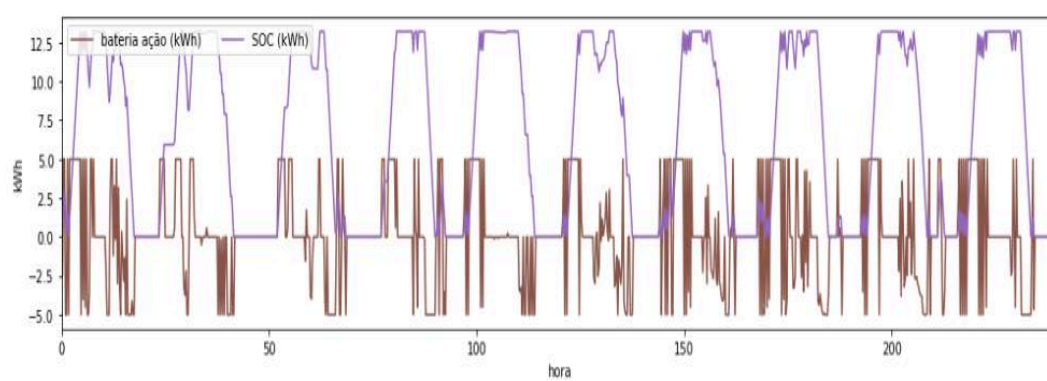
Fonte: Autor.

Figura 112 - Período 7: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



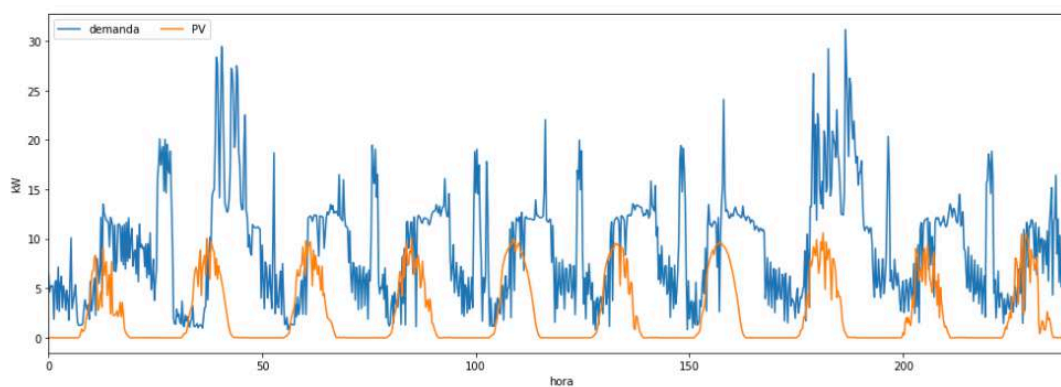
Fonte: Autor.

Figura 113 - Período 7: Bateria em ação x SOC



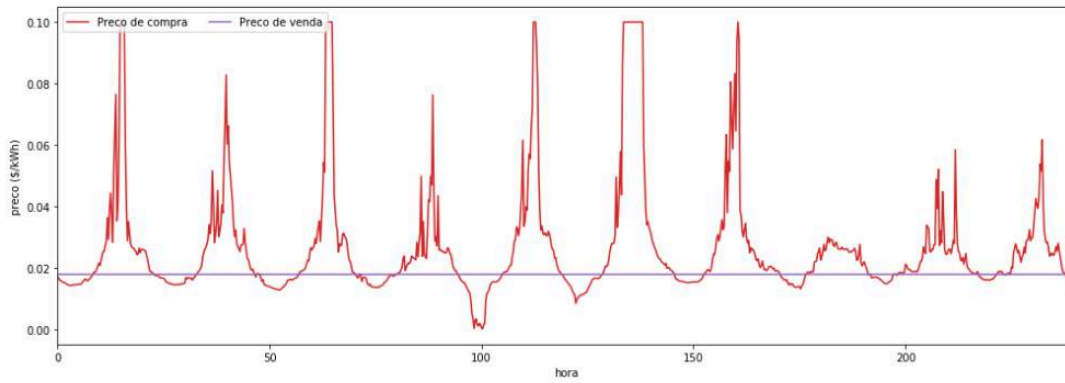
Fonte: Autor.

Figura 114 - Período 8: Preço de compra x Preço de venda da residência 114



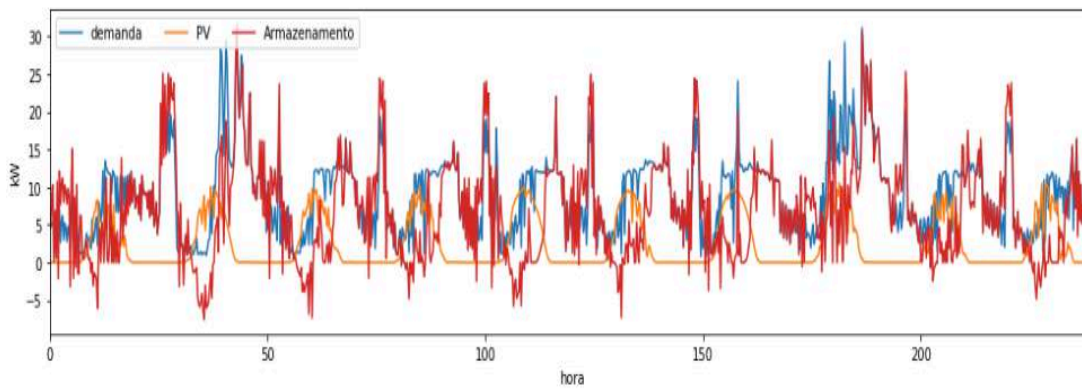
Fonte: Autor.

Figura 115 - Período 8: Preços de compra x preço de venda



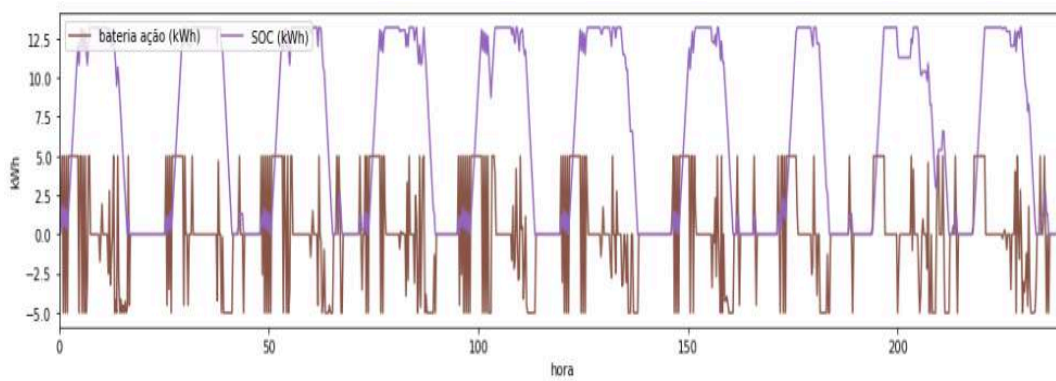
Fonte: Autor.

Figura 116 - Período 8: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



Fonte: Autor.

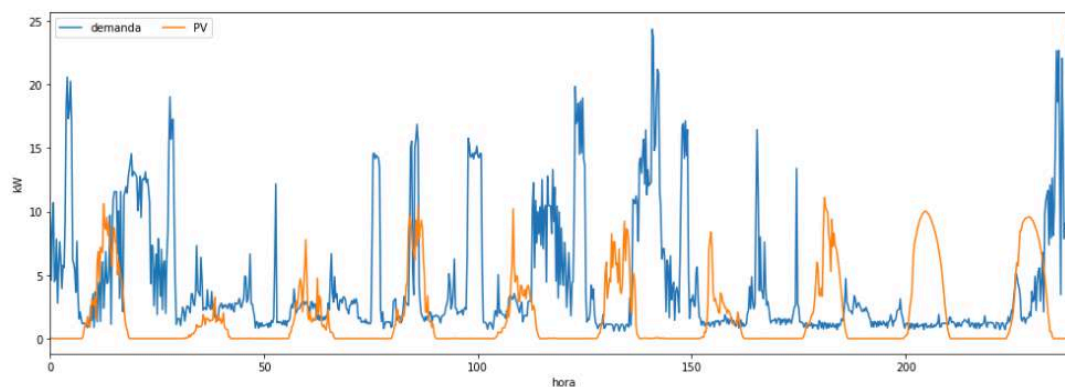
Figura 117 - Período 8: Bateria em ação x SOC



Fonte: Autor.

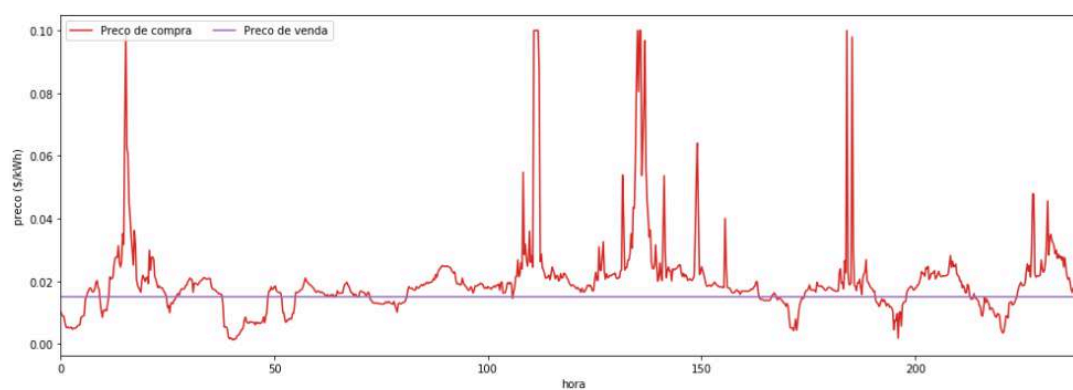


Figura 118 - Período 9: Preço de compra x Preço de venda da residência 114



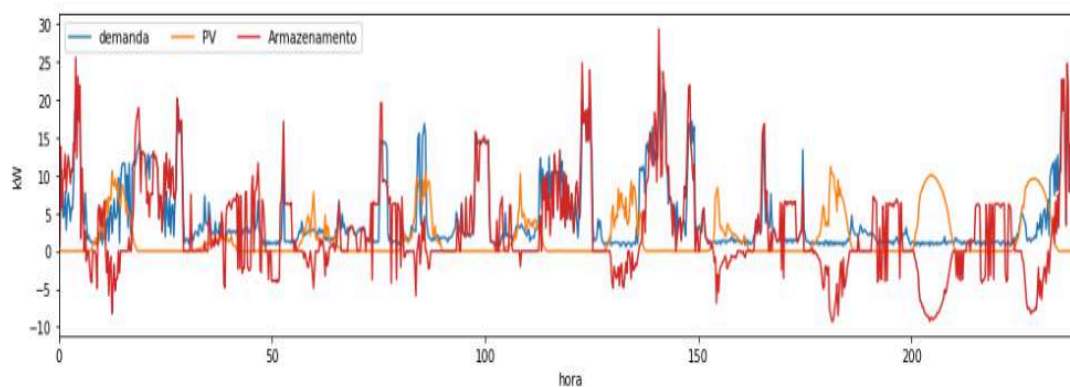
Fonte: Autor.

Figura 119 - Período 9: Preços de compra x preço de venda



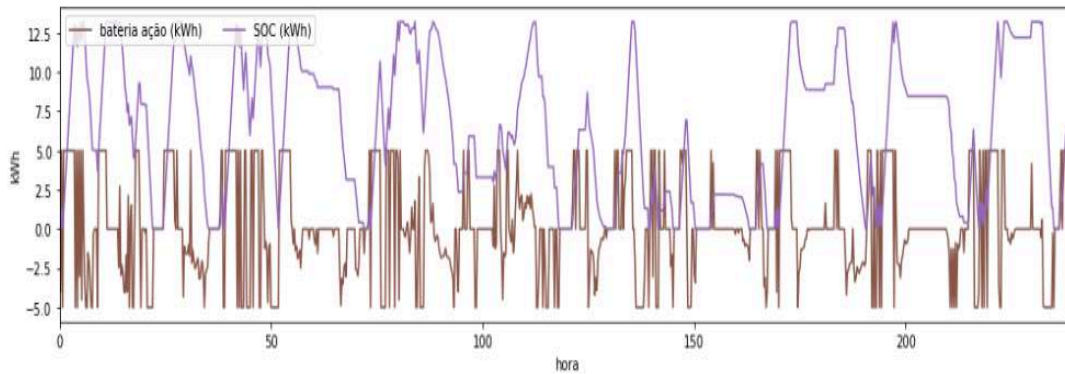
Fonte: Autor.

Figura 120 - Período 9: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



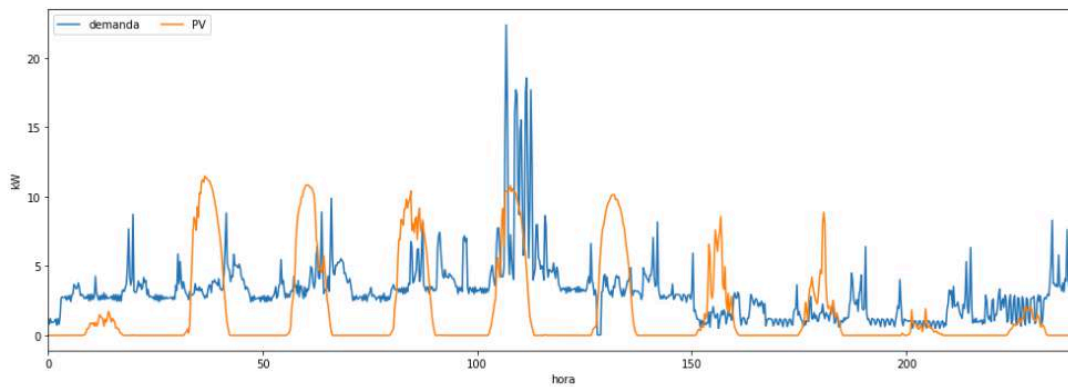
Fonte: Autor.

Figura 121 - Período 8: Bateria em ação x SOC



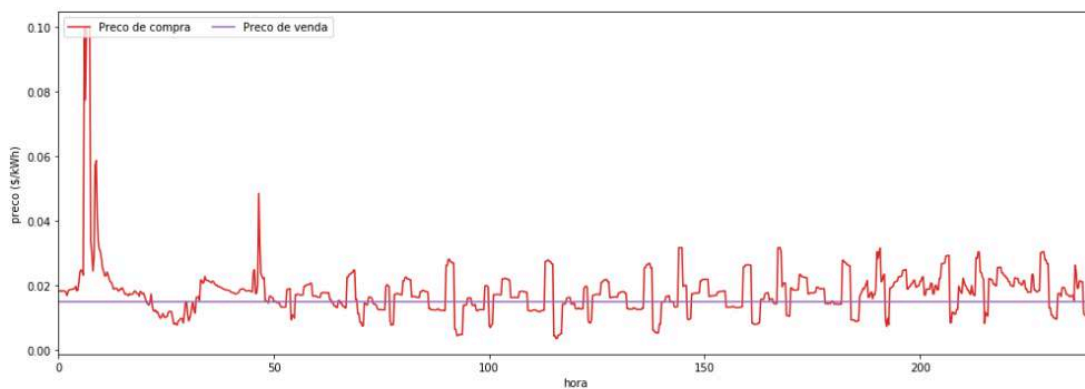
Fonte: Autor.

Figura 122 - Período 10: Preço de compra x Preço de venda da residência 114



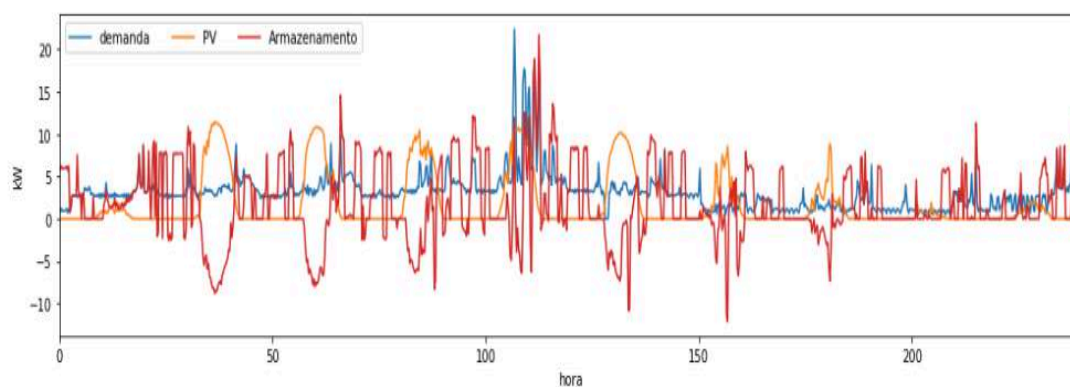
Fonte: Autor.

Figura 123 - Período 10: Preços de compra x preço de venda



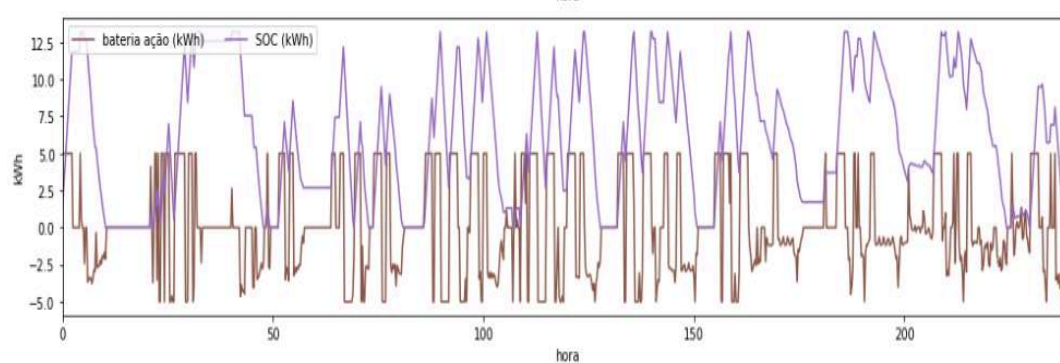
Fonte: Autor.

Figura 124 - Período 10: Demanda x PV x armazenamento com Tesla powerwall 2



Fonte: Autor.

Figura 125 - Período 10: Bateria em ação x SOC



Fonte: Autor.



## **APÊNDICE B - SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A VPP**

Um diagrama da estrutura do setor elétrico brasileiro é apresentado na Figura 126. Conforme decreto nº 6.685/2008, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão que tem como principais atribuições a formulação das políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento dos insumos energéticos a todas as áreas do país, sendo composto pelo Ministério de Minas e Energia (MME), pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O MME é o órgão responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implantação de políticas para o setor energético. O CMSE tem a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional e suas principais atribuições são: acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliação das condições de abastecimento e de atendimento; realização periódica de análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento. A EPE tem a finalidade de prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, como os estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado dos recursos energéticos; o desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo e a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas.

Além dos órgãos citados acima, ainda há a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), instituída pela Lei nº 9.427/96, que tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Conforme Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN), bem como, por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

A Câmara de Comercialização de energia elétrica (CCEE) atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro. No âmbito operacional, uma das principais atividades da CCEE é contabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, apurando mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado.

Na Figura 126 - Estrutura do setor elétrico brasileiro apresenta-se a estrutura da CCEE no setor elétrico brasileiro. Conforme a CCEE (2018), comercializador é o agente que compra energia por meio de contratos bilaterais celebrados no ambiente de contratação livre (ACL), podendo vender energia a outros comercializadores, a geradores e aos consumidores livres e especiais, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

**Consumidor Livre:** consumidor que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, pode escolher seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) por meio de livre negociação. Os critérios vigentes para tornar-se um Consumidor Livre são apresentados na Tabela 14:

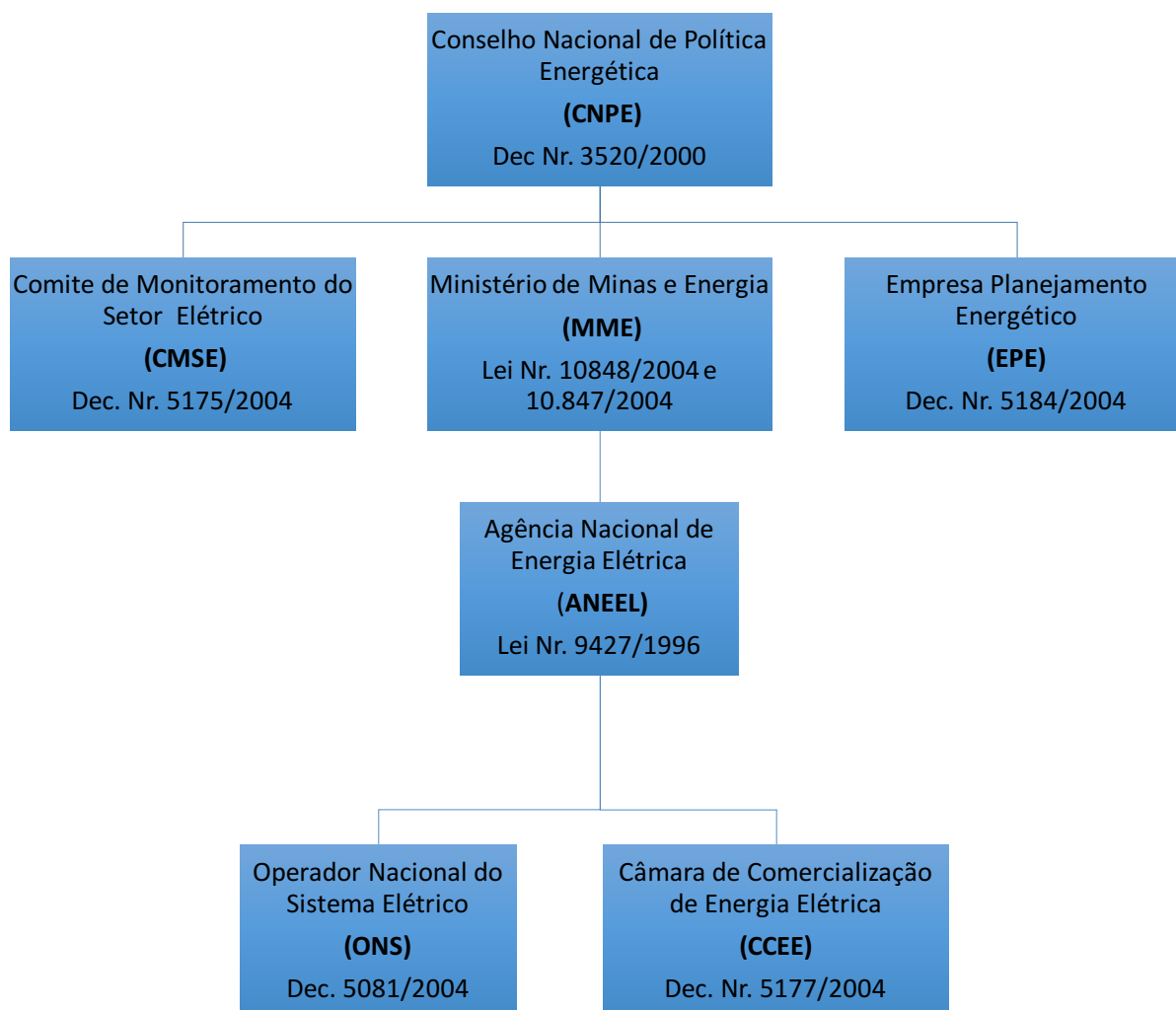
Tabela 14 - Critérios vigentes para se tornar Consumidor Livre

| <b>Demanda mínima</b> | <b>Tensão de fornecimento</b> | <b>Data ligação do consumidor</b> |
|-----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| 3 MW                  | qualquer tensão               | após 08/07/1995                   |
| 3 MW                  | 69 kV                         | antes de 08/07/1995               |

Fonte: CCEE (2018).

**Importador:** agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.

Figura 126 - Estrutura do setor elétrico brasileiro



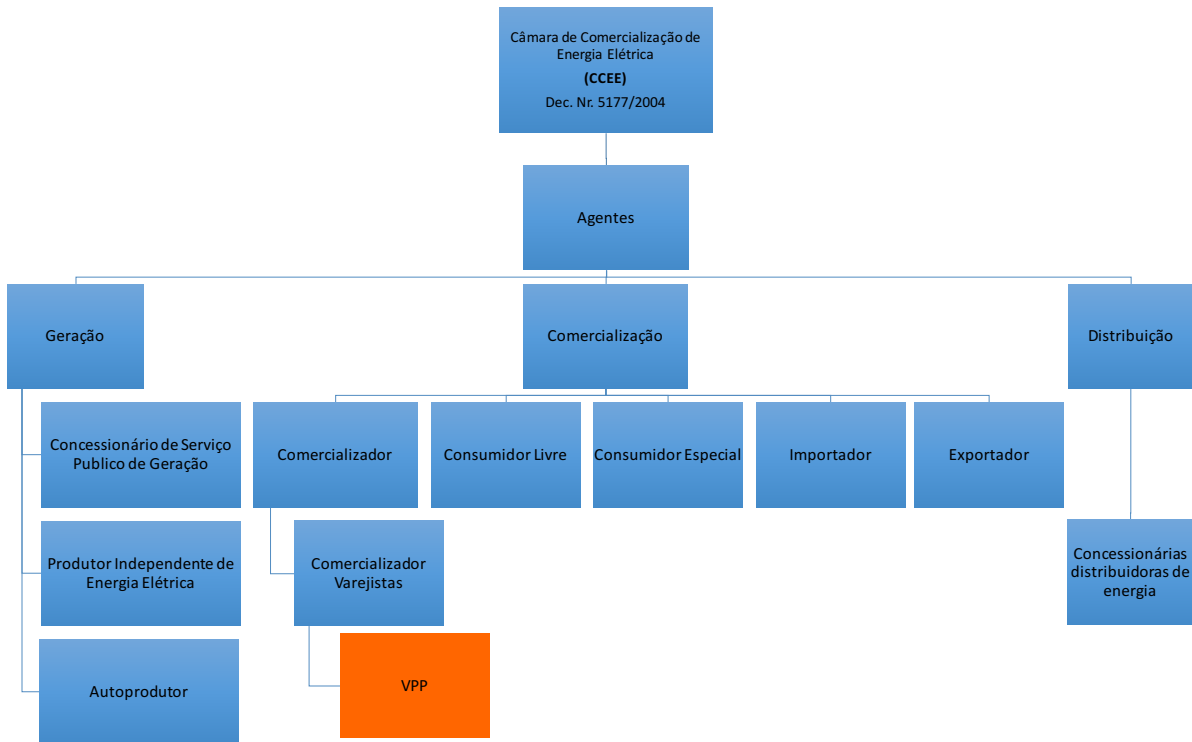
Fonte: Autor.

**Consumidor Especial:** consumidor com demanda entre 500 kW e 3 MW, que tem o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de fontes incentivadas especiais (eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, biomassa ou solar).

**Exportador:** agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

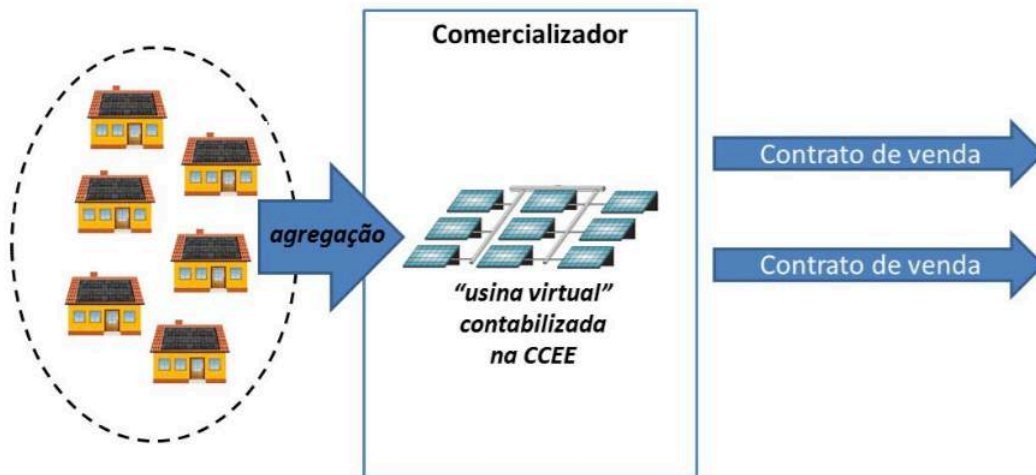
Na Figura 127 apresenta-se a estrutura de VPP apresentada pela CCEE.

Figura 127 - A CCEE no setor elétrico brasileiro.



Fonte: Autor.

Figura 128 - Representação da estrutura de VPP na CCEE



Fonte: CCEE (2015).

**Aspectos regulatórios e de mercado relativos à VPP**



O mercado de energia elétrica está evoluindo para a regulamentação e legislação do setor, trazendo maior liquidez e dinamismo nas operações com a criação do mecanismo de cessão de montantes de energia por consumidores livres e especiais (Portaria MME 185/2013) e a própria instituição do comercializador varejista, estabelecida na Resolução ANEEL nº 570/13.

Os consumidores que possuem microgeração e minigeração não precisam ser consumidores do ACL e/ou agentes da CCEE. Apenas a geração (excedente) originada de sua mini e microgeração seriam destinadas à comercialização no ACL, em especial pelo comercializador varejista, de forma a contribuir e incentivar de forma mais efetiva à plena evolução da geração distribuída, da diversificação da matriz energética e da ampliação dos investimentos de tal geração.

Diante de sua atribuição legal, a ANEEL poderia considerar, no âmbito regulatório, o estabelecimento e/ou permissão sobre a possibilidade de negociação no ACL, em especial pelo instituto do Comercializador Varejista, da energia excedente proveniente de micro e minigeração de unidades consumidoras. Para tanto, faz-se necessário um ato regulatório específico sobre a comercialização de excedentes de micro e minigeração distribuída, estabelecendo os requisitos, regras e procedimentos necessários, desde que com prévia Audiência/Consulta Pública, nos termos do artigo 4º, parágrafo 3º da Lei nº 9.427/96.

### **Aspectos tributários e contratuais relativos à VPP**

De acordo com CCEE (2015), as implicações quanto ao ICMS e o cumprimento de obrigações acessórias, em especial quanto à emissão de nota fiscal são:

- A incidência do ICMS em energia elétrica é diferida para o momento do consumo, ou seja, não incide nas etapas anteriores, como na geração.
- A venda da energia pelo micro e minigerador se daria exclusivamente ao comercializador, não sendo ele o destinatário da energia, mas sim um intermediador; não haveria que se falar em tributação neste momento, pois o comercializador será, em regra, o vendedor ao consumidor final, e não o micro e minigerador. Assim, a situação difere da compensação da energia gerada (*net metering*) tratada pela REN 482/2012 da ANEEL.
- Em relação ao contrato a ser celebrado entre o comercializador e o micro e minigerador é possível que, livremente, se estabeleçam as condições, tal como o ocorre com os contratos de compra de energia no ambiente livre (CCEAL). Todavia, considerando a competência da ANEEL é possível a esta fixar as condições/cláusulas mínimas do instrumento ou até

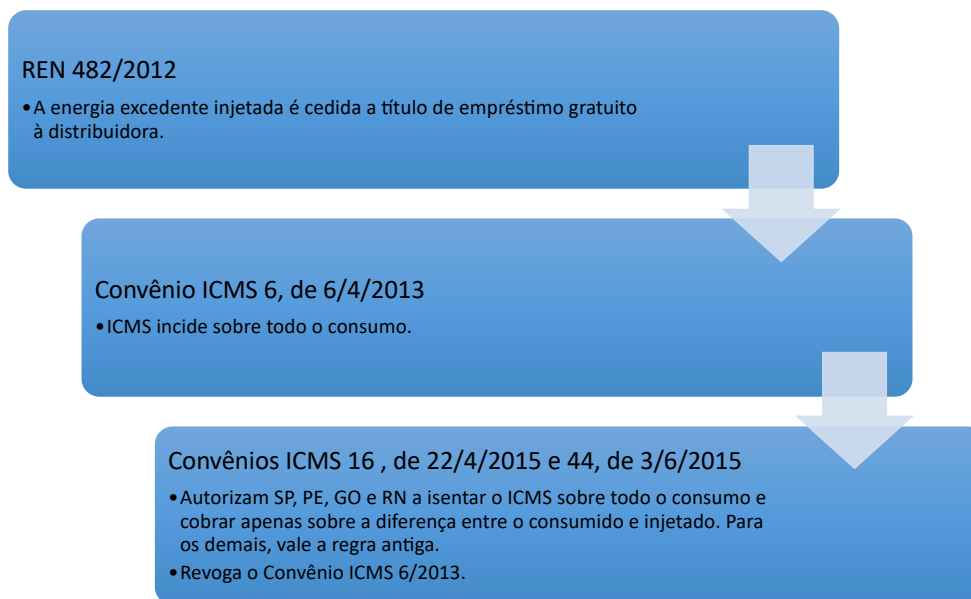
mesmo criar um instrumento padrão de utilização compulsória pelas partes, a exemplo da cessão de montantes tratada pela REN 611/2014.

As ações da ANEEL referentes aos impostos estão sistematizadas na Figura 129 - Ações da ANEEL referentes aos impostos.

### **Tratamento da medição**

Conforme a CCEE (2015), para operação no mercado, todos os agentes da CCEE devem implantar e operar um sistema de medição de faturamento (SMF) de acordo com os requisitos estabelecidos no módulo 12 dos procedimentos de rede. A Resolução 482/2012 incluiu a Seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída no Módulo 3 do PRODIST.

Figura 129 - Ações da ANEEL referentes aos impostos.



Fonte: ANEEL (2017)

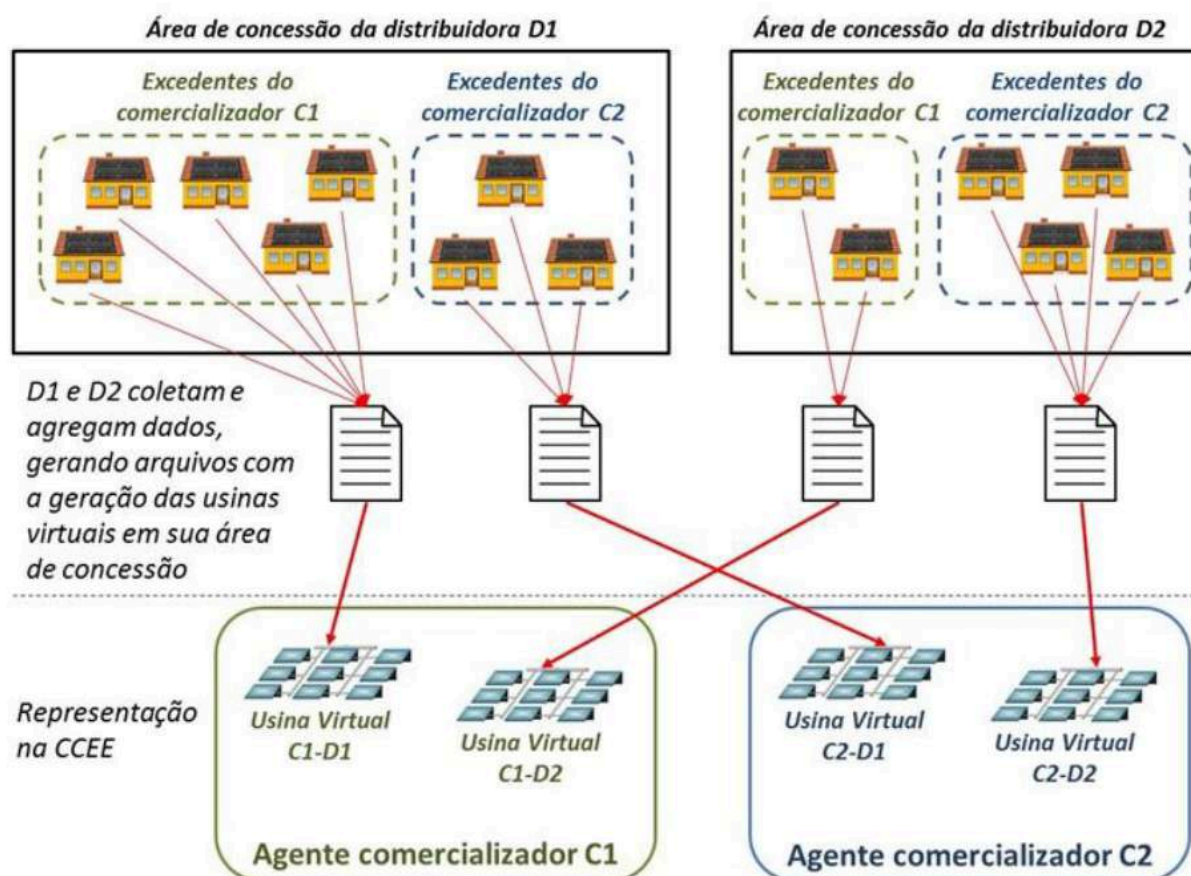
Para cada comercializador que negociar excedentes de micro e minigeração será cadastrada uma usina virtual na área de concessão de cada distribuidora que possua negociações com consumidores. Assim, um comercializador que atue em todo o país poderá possuir uma usina virtual cadastrada em cada distribuidora. A Figura 130 ilustra a representação do micro e minigeração na CCEE. As atividades realizadas pelas distribuidoras, como a coleta, agregação

e envio de dados para a CCEE, serão reguladas pela ANEEL e serão remuneradas pelos consumidores e comercializadores envolvidos. Além das responsabilidades básicas, as distribuidoras poderão oferecer serviços adicionais relacionados às informações e sistemas voltados para a gestão da micro e minigeração pelos próprios consumidores ou pelos comercializadores (CCEE, 2015).

### Comercializadores varejistas habilitados

Conforme CCEE (2018), na última atualização de 06 de agosto de 2019 há 15 comercializadores varejistas habilitados, a seguir apresentados na Tabela 15.

Figura 130 - Representação das usinas virtuais



Fonte: CCEE (2015).

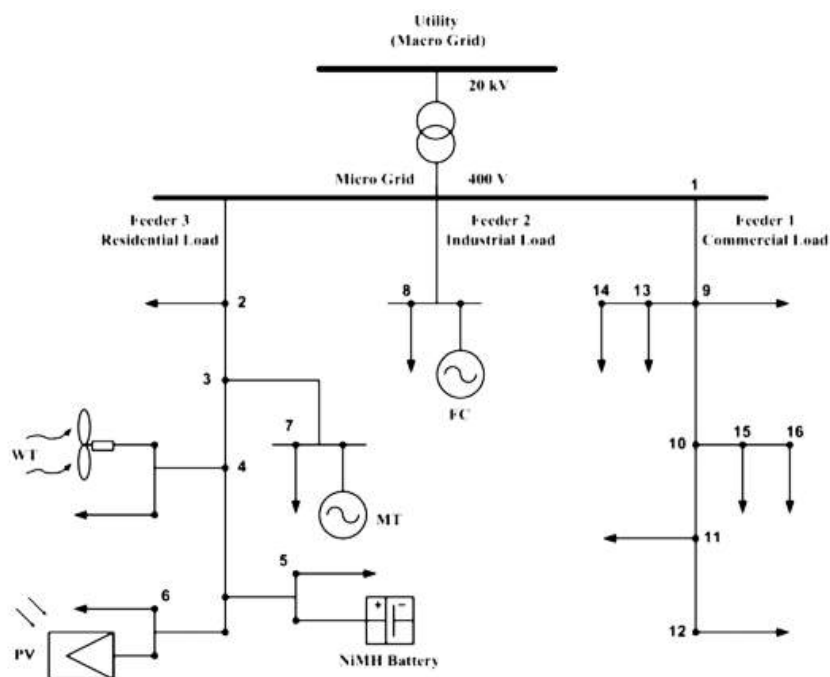
Tabela 15 - Comercializadores varejista habilitados na CCEE em 2018.

| <b>Razão Social</b>                              | <b>CNPJ</b>        | <b>Telefone</b> |
|--|--------------------|-----------------|
| Comerc Power Trading Ltda                        | 10.732.440/0001-97 | (11) 3039-3955  |
| CPFL Brasil Varejista S.A.                       | 22.141.909/0001-00 | (19) 3756-6000  |
| Copel Comercialização S.A.                       | 19.125.927/0001-86 | (41) 3331-4141  |
| Edp Comercialização e Serviços de Energia Ltda   | 04.149.295/0001-13 | (11) 2185-5801  |
| Mega Watt Comercialização de Energia Ltda        | 15.027.346/0001-50 | (48) 3238-9869  |
| Engie Comercializadora Varejista de Energia Ltda | 26.263.019/0001-14 | (48) 3221-7225  |
| Focus Energia Ltda                               | 07.760.179/0001-24 | (11) 2626-3904  |
| Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.          | 01.672.223/0001-68 | (21) 2555-9800  |
| Nova Energia Comercializadora S.A.               | 01.672.223/0001-68 | (11) 3124-4141  |
| Quanta Geração S.A.                              | 07.642.982/0001-64 | (11) 2722-6616  |
| AES Tiete Integra Soluções em energia Ltda.      | 26.203.837/0001-21 | (11)2195-1000   |
| Esfera Comercializadora de Energia Ltda.         | 26.940.979/0001-71 | (11)3280-4150   |
| Arcelormittal Brasil S.A                         | 17.469.701/0187-00 | (31)3219-1493   |
| RBE Gestão Estratégica de Energia Ltda.          | 13.338.734/000127  | (47)3441-3537   |
| EDP Varejista                                    | 28.630.316/0001-86 | (11)2185-5045   |

Fonte: CCEE (2018)

## ANEXO A - DIAGRAMA DO SISTEMA PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1

Figura 131 - Diagrama do sistema utilizado no estudo de caso para testes verificação modelo 1



Fonte: MOGHADDAM et al., (2011).



## ANEXO B - PREÇO DA ENERGIA PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1

A Tabela 16 - Preço da energia no mercado em tempo real para testes verificação modelo 1 apresentando o preço real no mercado considerado para cada hora do dia.

Tabela 16 - Preço da energia no mercado em tempo real para testes verificação modelo 1

| Hora | Preço (\$/kWh) |
|------|----------------|
| 1    | 0,23           |
| 2    | 0,19           |
| 3    | 0,14           |
| 4    | 0,12           |
| 5    | 0,12           |
| 6    | 0,20           |
| 7    | 0,23           |
| 8    | 0,38           |
| 9    | 1,50           |
| 10   | 4,00           |
| 11   | 4,00           |
| 12   | 4,00           |
| 13   | 1,50           |
| 14   | 4,00           |
| 15   | 2,00           |
| 16   | 1,95           |
| 17   | 0,60           |
| 18   | 0,41           |
| 19   | 0,35           |
| 20   | 0,43           |
| 21   | 1,17           |
| 22   | 0,54           |
| 23   | 0,30           |
| 24   | 0,26           |

Fonte: MOGHADDAM et al., (2011).





## ANEXO C - LIMITES MÍNIMO E MÁXIMO DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1

Os limites mínimo e máximo de geração de energia das DGs são apresentados na Tabela 17 - Limites e ofertas de preços das RESs e da concessionária de energia. Os coeficientes de oferta são dados em centavos da unidade monetária por quilowatts-hora (kWh). Na mesma tabela, estão os custos de *startup / shutdown*, quando aplicáveis.

Tabela 17 - Limites e ofertas de preços das RESs e da concessionária de energia

| ID | Tipo                      | Potência<br>Mínima (kW) | Potência<br>Máxima (kW) | Preço<br>(\$/kWh) | Custo <i>startup</i><br><i>/shutdown</i> |
|----|---------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|--|
| 1  | Microturbina              | 6                       | 30                      | 0,457             | 0,96                                     |
| 2  | Célula a combustível      | 3                       | 30                      | 0,294             | 1,65                                     |
| 3  | Célula fotovoltaica       | 0                       | 25                      | 2,584             | 0  |
| 4  | Turbina eólica            | 0                       | 15                      | 1,073             | 0  |
| 5  | Bateria                   | -30                     | 30                      | 0,380             | 0  |
| 6  | Concessionária de energia | -30                     | 30                      | -                 | -  |

Fonte: MOGHADDAM et al., (2011).



## ANEXO D - CURVA DE CARGA DIÁRIA DA MICRO REDE PARA TESTE VERIFICAÇÃO MODELO 1

A curva de carga diária da micro rede é listada na Tabela 18 - Curva de carga diária do sistema, conforme apresentada na Figura 132 - Curva de carga diária do sistema para um dia típico, compreendendo uma área residencial, uma área industrial e uma comercial com consumidores comerciais leves equivalentes a uma demanda total de energia de 1695 kWh para o dia.

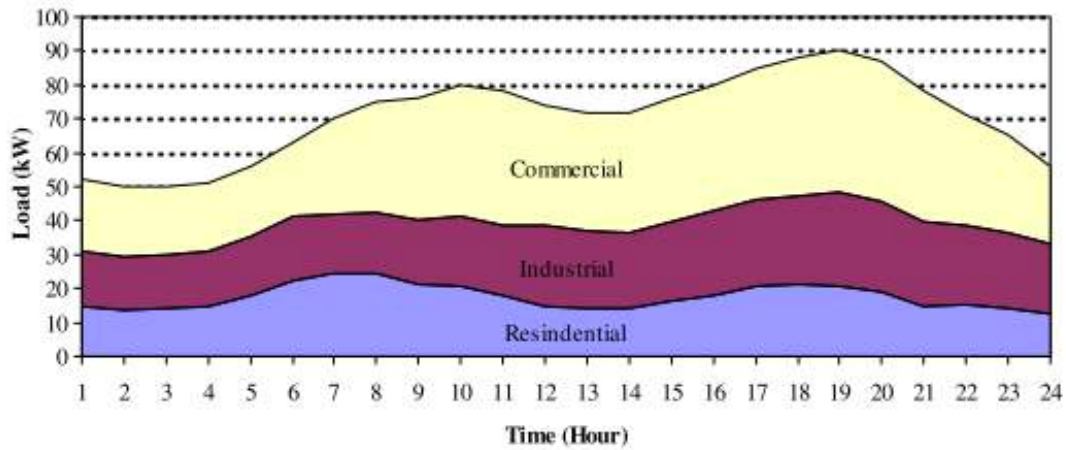
Tabela 18 - Curva de carga diária do sistema

| h  | Carga (kW) |
|----|------------|
| 1  | 52         |
| 2  | 50         |
| 3  | 50         |
| 4  | 51         |
| 5  | 56         |
| 6  | 63         |
| 7  | 70         |
| 8  | 75         |
| 9  | 76         |
| 10 | 80         |
| 11 | 78         |
| 12 | 74         |
| 13 | 72         |
| 14 | 72         |
| 15 | 76         |
| 16 | 80         |
| 17 | 85         |
| 18 | 88         |
| 19 | 90         |
| 20 | 87         |
| 21 | 78         |
| 22 | 71         |
| 23 | 65         |
| 24 | 56         |

Fonte: Adaptado de MOGHADDAM et al., (2011).

A geração máxima de energia obtida de RESs também é estimada para um dia à frente, usando um modelo de previsão de MOGHADDAM et al., (2011).

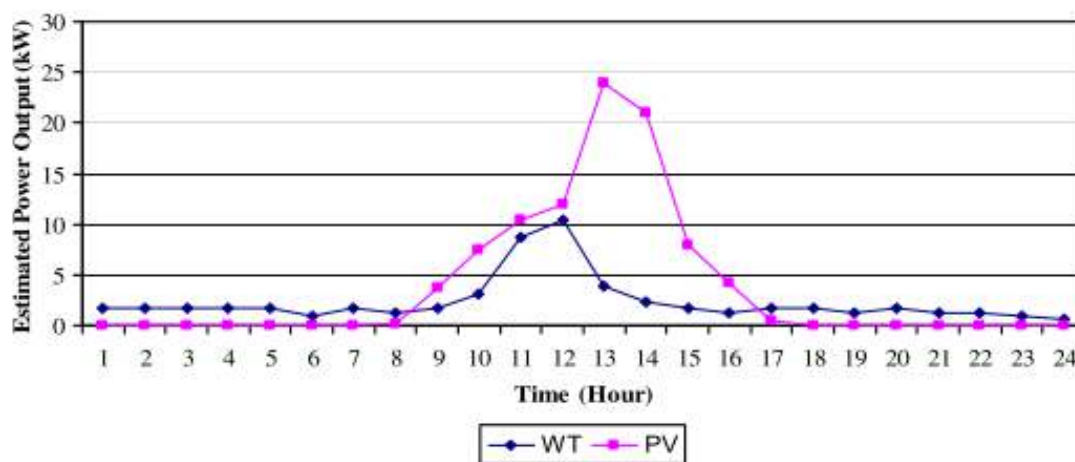
Figura 132 - Curva de carga diária do sistema



Fonte: MOGHADDAM et al., (2011).

## ANEXO E - PREVISÃO DE GERAÇÃO DAS ENERGIAS EÓLICA E SOLAR PARA O TESTE DE VERIFICAÇÃO DO MODELO 1

Figura 133 - Previsão de geração de energia eólica e solar



Fonte: MOGHADDAM et al., (2011)

Tabela 19 - Previsão de geração de WT e PV

| h  | WT (kW / kW instalado) | PV (kW / kW instalado) |
|----|------------------------|------------------------|
| 1  | 0,119                  | 0                      |
| 2  | 0,119                  | 0                      |
| 3  | 0,119                  | 0                      |
| 4  | 0,119                  | 0                      |
| 5  | 0,119                  | 0                      |
| 6  | 0,061                  | 0                      |
| 7  | 0,119                  | 0                      |
| 8  | 0,087                  | 0,008                  |
| 9  | 0,119                  | 0,150                  |
| 10 | 0,206                  | 0,301                  |
| 11 | 0,585                  | 0,418                  |
| 12 | 0,694                  | 0,478                  |
| 13 | 0,261                  | 0,956                  |
| 14 | 0,158                  | 0,842                  |
| 15 | 0,119                  | 0,315                  |
| 16 | 0,087                  | 0,169                  |
| 17 | 0,119                  | 0,022                  |
| 18 | 0,119                  | 0                      |
| 19 | 0,0868                 | 0                      |
| 20 | 0,119                  | 0                      |
| 21 | 0,0867                 | 0                      |
| 22 | 0,0867                 | 0                      |
| 23 | 0,061                  | 0                      |
| 24 | 0,041                  | 0                      |

Fonte: MOGHADDAM et al., (2011)