



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LEANDRO INAIA DOS SANTOS

**MODELO DE MERCADO DE ELETRICIDADE PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO COM RESPOSTA DA DEMANDA**

FORTALEZA

2022

LEANDRO INAIA DOS SANTOS

MODELO DE MERCADO DE ELETRICIDADE PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM RESPOSTA DA DEMANDA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Silveira
Melo

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S236m Santos, Leandro Inaia dos.

Modelo de mercado de eletricidade para sistemas de distribuição com resposta da demanda / Leandro Inaia dos Santos. – 2022.
62 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

1. Mercado de eletricidade. 2. Gerenciamento da demanda de energia. 3. Resposta da demanda. 4. Otimização estocástica. 5. Simulador. I. Título.

CDD 621.3

LEANDRO INAIA DOS SANTOS

MODELO DE MERCADO DE ELETRICIDADE PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM RESPOSTA DA DEMANDA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Tales Moreira Tavares
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)

Dedico, primeiramente, este trabalho a Deus. À minha família, pelo apoio ao longo desses anos. Mãe, seu cuidado, carinho e dedicação foram o que me sustentou em momentos de dificuldades e me deram esperança.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ser o meu refúgio e fiel amigo ao longo de toda a minha vida, sobretudo no decurso da graduação.

À minha mãe Suzana, por sempre estar ao meu lado, sendo a minha maior fonte incentivadora em minha educação. Ao meu irmão Guilherme, pelo carinho e companheirismo em momentos especiais.

À Antônio Belarmino, pelo apoio a minha família e a mim nas dificuldades durante os momentos de dificuldades ao longo do curso.

Ao professor Lucas Silveira Melo, pelas orientações e pelo compartilhamento de ideias, solicitude e todos os ensinamentos. À Universidade Federal do Ceará, em especial aos professores do curso de engenharia elétrica, pelos ensinamentos aos longos dos semestres, pautados nos pilas universitários.

À banca examinadora, pelas contribuições com este trabalho, bem como disponibilidade na avaliação do mesmo.

“Humildade é a virtude que freia no homem o desejo de se elevar além do que merece.”

(São Tomás de Aquino)

RESUMO

Tendo em vista o aumento da participação da eletricidade na matriz energética ao longo dos últimos anos, tanto no Brasil quanto em todo o mundo, se fazem necessários investimentos no setor elétrico para que esse aumento de demanda seja atendido de forma sustentável e eficiente. A forma tradicional de resolver essa questão é a previsão do aumento da demanda com base na atual por meio de taxas e métodos estatísticos, assim elabora-se um planejamento para seleção de novas usinas para atender a demanda. Entretanto, essa abordagem ocasiona custos adicionais ao preço da eletricidade. Outra abordagem surgiu focada em modificar a demanda, denominada Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD). O GLD consiste em definir grupos de ações destinadas a modificar, gerenciar e otimizar o consumo de energia dos clientes a fim de reduzir as taxas de encargos gerais do sistema, ou seja, os custos de geração de energia, os custos do sistema de transmissão e distribuição da mesma. Neste trabalho, é apresentado o desenvolvimento de uma proposta de modelo de mercado, existente, de eletricidade para sistemas de distribuição em que é implementado um tipo de GLD, este tipo é a Resposta da Demanda (RD). Além disso, o modelo de mercado proposto contempla as novas características da rede elétrica (armazenamento de energia, geração distribuída, etc.). Ao passo que contribui para a eficiência energética do sistema elétrico, este modelo considera as incertezas provocadas pelas fontes distribuídas de energia e considera a tomada de decisão dos usuários por meio dos incentivos da RD. A RD nesse modelo é realizada por controle indireto da carga, ou seja, por meio de incentivos financeiros (tarifas horárias) por parte do fornecedor a um controle da carga. Estas cargas são de três tipos: reduzíveis, interruptivas e deslocáveis. Além disso, há dois ambientes de contratação de energia, um de contratação futura e outro de contratação em tempo real. Para a simulação deste modelo com o acréscimo da RD foram utilizadas as bibliotecas Pyomo e PySP da linguagem de programação Python que utiliza a otimização estocástica para permitir aos consumidores a implementação da RD. Três sistemas de testes foram feitos em que se utilizou diferentes postos horários para o controle indireto das cargas por meio de incentivos financeiros. Os resultados apontam que o modelo proposto já existente se mantém estável e que o consumo de energia por parte dos consumidores teve uma redução significativa.

Palavras-chave: Mercado de Eletricidade. Gerenciamento Pelo Lado da Demanda. Resposta da Demanda. Otimização Estocástica. Simulador.

ABSTRACT

Given the increase in the share of electricity in the energy matrix over the last few years, both in Brazil and worldwide, the electric sector requires investments to meet this demand. The traditional way of solving this issue is to forecast the increase in demand based on the present demand, using rates and statistical methods, so a plan can be drawn up for the selection of new power plants to meet such demand; however, this approach causes additional costs to the electricity price. Therefore, another approach focused on modifying demand emerged, the Demand-side Management (DSM), which consists of groups of actions aimed at modifying, managing and optimizing the energy consumption of customers in order to reduce the overall system charge rates. Thus, in this work, an electricity market model that includes the new characteristics of the system (energy storage, distributed generation, etc.), but which adds a type of demand-side management, is proposed. This type of DSM is the demand response, while maintaining its energy balance. In this model, the uncertainties caused by distributed energy sources and the influence of the decision-making of users by means of demand response incentives are taken into account. The demand response in this model is carried out by direct load control, i.e., through financial incentives (hourly rates) by the supplier to control the load. These loads can be of three types: reducible, interruptible and displaceable. In addition, there are two energy contracts, one for future contracting and the other for real-time contracting. For the simulation of this model with the addition of RD were used as libraries Pyomo and PySP of the Python programming language in which the stochastic optimization to allow the use of the consumers the implementation of the RD. Three test systems made at different times for the indirect control of the machines. The results point to the already existing and stable proposed model and that the energy consumption by the months had a significance.

Keywords: Energy Market. Demand-side Management. Demand Response. Stochastic Optimization. Simulator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – As 6 principais estratégias de GLD	18
Figura 2 – Corte de pico	20
Figura 3 – Preenchimento de vale	21
Figura 4 – Deslocamento de carga	21
Figura 5 – Crescimento de carga estratégico	22
Figura 6 – Conservação estratégica	23
Figura 7 – Curvas de cargas flexíveis	23
Figura 8 – Planejamento de um projeto de GLD	24
Figura 9 – Grafo em árvore de dois estágio	32
Figura 10 – Ilustração do funcionamento do mercado futuro	33
Figura 11 – Ilustração do funcionamento do mercado spot	34
Figura 12 – Gráfico do consumo médio diário de um nó da rede	45
Figura 13 – Gráfico da geração média diária de um nó da rede	45
Figura 14 – Gráfico do consumo médio diário típico de uma residência	46
Figura 15 – Sistema de armazenamento na configuração 1.	47
Figura 16 – Resposta a demanda das cargas redutíveis na configuração 1	47
Figura 17 – Resposta a demanda das cargas interruptivas na configuração 1	48
Figura 18 – Resposta a demanda das cargas deslocáveis na configuração 1	48
Figura 19 – Demanda líquida na configuração 1	49
Figura 20 – Resposta a demanda na configuração 1	49
Figura 21 – Negociação de energia nos mercados na configuração 1	50
Figura 22 – Preço no mercado spot na configuração 1	50
Figura 23 – Sistema de armazenamento na configuração 2.	51
Figura 24 – Resposta a demanda das cargas redutíveis na configuração 2	52
Figura 25 – Resposta a demanda das cargas interruptivas na configuração 2	52
Figura 26 – Resposta a demanda das cargas deslocáveis na configuração 2	53
Figura 27 – Demanda líquida na configuração 2	53
Figura 28 – Resposta a demanda na configuração 2	54
Figura 29 – Negociação de energia nos mercados na configuração 2	54
Figura 30 – Preço no mercado spot na configuração 2	55
Figura 31 – Sistema de armazenamento na configuração 3.	55

Figura 32 – Resposta a demanda das cargas redutíveis na configuração 3	56
Figura 33 – Resposta a demanda das cargas interruptivas na configuração 3	56
Figura 34 – Resposta a demanda das cargas deslocáveis na configuração 2	57
Figura 35 – Demanda líquida na configuração 3	57
Figura 36 – Resposta a demanda na configuração 3	58
Figura 37 – Negociação de energia nos mercados na configuração 3	58
Figura 38 – Preço no mercado spot na configuração 3	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Testes de custo-benefícios dos programas de GLD	26
Tabela 2 – Postos e preços baseados na tarifa branca	44
Tabela 3 – Posto e preço baseada na tarifa branca com um posto a menos	44
Tabela 4 – Energia adquirida pelo prossumidor	59
Tabela 5 – Resposta a demanda	60
Tabela 6 – Preço médio no Mercado Spot	60

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARIMA	<i>Autoregressive Integrated Moving Average</i> / Média Móvel Integrada Autorregressiva
CDC	Controle Direto da Carga
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i> / Preço de Pico Crítico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
LRRIM	<i>Life Cycle Revenue impact</i> / Impacto na Receita por Ciclo de Vida
MCC	Método de Monte Carlo
PCT	<i>Participant Cost Test</i> / Teste de Custo do Participante
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
PTR	<i>Peak Time Rebate</i>
RD	Resposta da Demanda
RIM	<i>Ratepayer Impact Measurement</i> / Medição do Impacto do Contribuinte
RTP	<i>Real Time Pricing</i> / Preços em Tempo Real
SCT	<i>Societal Cost Test</i> / Teste de Custo Social
SOC	<i>State-of-Charge</i> / Estado de Carga
TCR	<i>Total Resource Cost</i> / Custo total do Recurso
TOU	<i>Time-of-Use</i> / Tempo de Uso

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização	15
1.2	Justificativa	15
1.3	Objetivos	16
<i>1.3.1</i>	<i>Objetivo principal</i>	<i>16</i>
<i>1.3.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	<i>16</i>
1.4	Metodologia	16
1.5	Estrutura do trabalho	17
2	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	18
2.1	Introdução	18
2.2	Categorias do GLD	19
<i>2.2.1</i>	<i>GLD direto</i>	<i>19</i>
<i>2.2.2</i>	<i>GLD indireto</i>	<i>20</i>
2.3	Estratégias de GLD para modelagem de curvas	20
<i>2.3.1</i>	<i>Corte de pico</i>	<i>20</i>
<i>2.3.2</i>	<i>Preenchimento de vale</i>	<i>21</i>
<i>2.3.3</i>	<i>Deslocamento de carga</i>	<i>21</i>
<i>2.3.4</i>	<i>Crescimento de carga estratégico</i>	<i>22</i>
<i>2.3.5</i>	<i>Conservação estratégica</i>	<i>22</i>
<i>2.3.6</i>	<i>Curvas de cargas flexíveis</i>	<i>22</i>
2.4	Planejamento de um projeto GLD	23
2.5	Resposta da demanda	26
<i>2.5.1</i>	<i>Benefícios da resposta da demanda</i>	<i>26</i>
<i>2.5.2</i>	<i>Tecnologia na Resposta da Demanda</i>	<i>27</i>
<i>2.5.3</i>	<i>Tipos de resposta da demanda</i>	<i>27</i>
<i>2.5.3.1</i>	<i>DR com base em preço</i>	<i>27</i>
<i>2.5.3.2</i>	<i>DR com base em incentivos</i>	<i>28</i>
2.6	Tarifas horárias no Brasil	29
<i>2.6.1</i>	<i>Tarifa branca</i>	<i>29</i>
<i>2.6.2</i>	<i>Bandeiras tarifárias</i>	<i>29</i>

3	MODELO DE MERCADO	31
3.1	Introdução	31
3.2	Programação estocástica	31
3.3	Principais componentes do modelo	32
3.4	Mercados de energia	32
3.5	Construção de cenários	34
3.5.1	<i>Dados do modelo</i>	34
3.5.1.1	<i>Dados de consumo</i>	34
3.5.1.2	<i>Dados dos preços do mercado spot</i>	35
3.5.1.3	<i>Geração e redução de cenários</i>	35
3.6	Formulação do modelo	37
3.6.1	<i>Formulação matemática</i>	37
3.6.1.1	<i>Sistemas de armazenamento de energia</i>	39
3.6.1.2	<i>Carga redutíveis</i>	39
3.6.1.3	<i>Carga interruptível</i>	40
3.6.1.4	<i>Carga deslocável</i>	40
3.7	Simulador	41
3.7.1	<i>Pyomo/PySP</i>	41
3.7.2	<i>Simulador</i>	42
4	SIMULAÇÃO E RESULTADOS	44
4.1	Configurações da simulação	44
4.2	Resultados e análises	46
4.2.1	<i>Configuração 1: tarifa branca como base</i>	47
4.2.2	<i>Configuração 2: tarifa com dois postos horários</i>	51
4.2.3	<i>Configuração 3: tarifa com base no mercado spot</i>	55
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	61
5.1	Conclusão	61
5.2	Trabalhos futuros	62
	REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

A energia é necessária a qualquer atividade humana. Ao longo da história do desenvolvimento humano, a utilização da energia vem crescendo na medida que novas tecnologias vão surgindo. A energia elétrica nos últimos anos vem aumentando a sua participação na matriz energética. Essa crescente participação da energia elétrica requer a realização de constantes investimentos no sistema tanto nos segmentos de geração, transmissão quanto distribuição (SINGH *et al.*, 2017).

Tendo em vista esse cenário, o desafio para o sistema elétrico é estabelecer um equilíbrio entre geração e a demanda das cargas. Conforme Singh *et al.* (2017) o método convencional adotado para o planejamento do setor é analisar a demanda atual e projetar a futura com base em taxas de crescimento. Essa opção implica que ao haver um crescimento de demanda será necessário a construção de novas usinas, investimentos em sistemas de transmissão e distribuição novos para essas usinas ou a operação contínua de termelétricas que deveriam atuar de forma intermitente.

Portanto, a opção de controlar o consumo de energia por parte dos consumidores finais se torna interessante. Essa opção surgiu em meados de 1970 em uma tentativa de controlar o perfil de carga dos usuários. Com avanços da tecnologia e a implementação da mesma nas redes elétricas inteligentes (*smart grid*), voltou a se tornar uma opção nos estudos de planejamento do setor elétrico. O GLD como é conhecido essa técnica de controle vem se mostrando um instrumento eficiente para melhor aproveitar os recursos energéticos disponíveis.

1.2 Justificativa

O sistema de potência atualmente presencia a crescente inserção de fontes renováveis e essa inserção tende a aumentar ao longo dos anos, tendo em vista as políticas de redução de impacto ambiental que estimulam a substituição de veículos a combustão por elétricos e instalações térmicas eficientes. Assim, o planejamento do sistema será voltado a lidar com a geração distribuída em conjunto com o aumento da demanda (SINGH *et al.*, 2017).

Para lidar com essa inserção de novas fontes de energia e com o aumento da demanda, a Comissão Europeia propôs que mercados integrados fossem adotados. Em contraste

com os mercados atuais que não são adequados a operar com geração distribuída e com uma demanda responsiva, o mercado integrado conta com os conceitos relacionados às redes elétricas inteligentes nas quais os *players* podem fornecer as suas soluções e, simultaneamente, políticas de GLD podem ser implementadas (LEZAMA *et al.*, 2019).

Uma técnica eficiente tomada de decisão, tanto de compradores quanto de vendedores de energia em ambientes não determinísticos, neste caso os mercados integrados, é a utilização da programação estocástica, cujo objetivo é encontrar uma solução ótima mais provável dentro de todos os possíveis valores que os parâmetros aleatórios possam assumir, o que é uma realidade em um contexto em que há várias fontes de incertezas e variabilidades.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo principal

O objetivo deste trabalho é apresentar o desenvolvimento de um de modelo de mercado de eletricidade para sistemas de distribuição com RD.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- a) Implementar RD no modelo de mercado proposto;
- b) Modelar os três tipos de cargas: redutíveis, interruptíveis e deslocável como um problema de otimização estocástica;
- c) Simular e analisar os efeitos da RD no modelo de mercado em três sistemas de teste com diferentes configurações.

1.4 Metodologia

Neste trabalho, foi acrescentado a RD em uma proposta de modelo de mercado, existente, para isso foi realizada a pesquisa bibliográfica, o desenvolvimento de software e estudo de casos como metodologia. A pesquisa bibliográfica serviu como base para contextualização do problema, como para obtenção dos dados utilizados como base para as curvas de cargas, dados de demanda da rede e geração. O desenvolvimento de software resultou em um simulador escrito em Python.

Para a elaboração do simulador do modelo de mercado proposto foi utilizado a linguagem de programação em Python e uma biblioteca específica (Pyomo) com a finalidade tanto de realizar a modelagem matemática do problema, quanto de executar um modelo estocástico de otimização, via integração com o solver CPLEX. Os dados gerados por esse simulador foram analisados para obter-se conclusões a respeito das implementações de políticas de resposta da demanda.

1.5 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos, como segue:

No primeiro capítulo são apresentados uma breve contextualização do tema, a justificação do trabalho, além de apresentar o principal objetivo, os objetivos específicos e expor um breve resumo da metodologia adotada no trabalho.

No segundo capítulo é apresentado o conceito de gerenciamento pelo lado da demanda, a sua importância, classificações, uma apresentação da resposta da demanda e a importância das tarifas horárias no gerenciamento pelo lado da demanda.

No terceiro capítulo é abordado sobre o mercado proposto, seus principais componentes e suas funções. Além da modelagem do simulador, sua formulação matemática e seu desenvolvimento na linguagem de programação Python para a implementação da programação estocástica.

O quarto capítulo são descritas as três configurações para o teste do simulador, e apresenta os resultados obtidos e análises realizadas após as simulações.

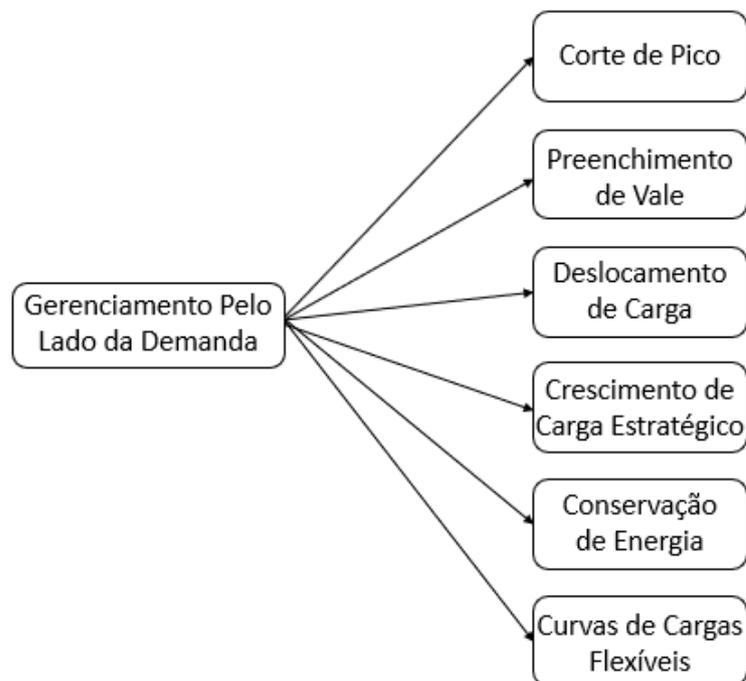
Finalmente, o quinto capítulo aborda as conclusões obtidas, sendo sugeridas as proposições para trabalhos futuros.

2 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

2.1 Introdução

De acordo com Hussain *et al.* (2018) e Singh *et al.* (2017) o GLD é um conjunto de atividades cooperativas destinadas a gerenciar e otimizar o uso de energia do consumidor e reduzir os custos, em que engloba os encargos gerais para manter a rede elétrica e as taxas cobradas aos consumidores. O gerenciamento e a otimização resultam em uma modificação do perfil de carga do consumidor em que incluem corte de pico, preenchimento de vale, deslocamento de carga, elevação de carga estratégico, conservação de energia e curvas de cargas flexíveis, conforme a Figura 1.

Figura 1 – As 6 principais estratégias de GLD



Fonte: Próprio autor.

O GLD segundo Hussain *et al.* (2018) é um componente fundamental para as redes inteligentes, pois as tecnologias das redes inteligentes surgiram de tentativas anteriores de uso do controle eletrônico, medição e monitoramento. Desta forma, o GLD traz a vantagem de ser mais uma alternativa de planejamento das distribuidoras e geradoras, e proporciona uma redução nos custos com energia para os clientes.

Além de permitir um uso mais eficiente dos recursos, abrangendo os recursos ambientais, e postergando as criações de novas usinas de geração e conseqüentemente toda

estrutura necessária para a conexão, transmissão e distribuição, dessas fontes com os clientes. O plano adotado é a diversificação das fontes de energia, sendo um investimento a longo prazo demonstra mais um incentivo a implementação do GLD. Assim, a sociedade usufrui uma melhor alocação da energia elétrica e uma diminuição no impacto ambiental.

2.2 Categorias do GLD

Há dois tipos de categorias em que se pode dividir as técnicas de implementação do gerenciamento pelo lado da demanda: direto e indireto. O primeiro é categorizado como Controle Direto da Carga (CDC) por parte da concessionária por meio do contrato estabelecido por ambas as partes, já na categoria de GLD indireto o próprio consumidor modifica sua demanda mediante estímulos de preço fornecidos pela distribuidora de energia.

2.2.1 GLD direto

As técnicas que se encaixam na categoria de GLD direto dão “permissão” às distribuidoras e geradoras (no caso onde o mercado é varejista) controlarem as cargas dos consumidores finais. Esse controle é feito por acesso remoto em circunstâncias (horário de ponta ou fora de ponta e em ocasiões de escassez na geração) acordadas com os clientes, podem decidir o estado de atuação da carga, ligada ou desligada. O acordo mais comum é a compensação na cobrança da fatura de energia, como feita por operadoras de internet, em que não se cobra o valor pelos dias de falta de fornecimento.

O programa é aplicado geralmente em cargas do tipo interruptíveis, tais como ar-condicionados, bombas d'água, aquecedores, etc. Devido serem equipamentos em que podem ser desligados e religados sem maiores prejuízos. Porém, em equipamentos "não-interruptíveis" essa estratégia não pode ser realizada, obviamente devido ao motivo de serem cargas com processos contínuos.

Essa categoria de GLD não é aplicada no Brasil e ainda são poucos os sinais de qualquer tentativa de uma implementação. Entretanto, em 2012 a Califórnia implementou um programa e como consequência observou uma redução de 10% do custo de energia segundo (GUIMARAES *et al.*, 2013).

2.2.2 *GLD indireto*

São técnicas que não permitem controle direto sobre a carga, mas dão incentivos aos consumidores finais a uma mudança em seus hábitos, resultando em alteração no perfil da curva de carga deles. Sendo as tarifas o principal meio de incentivo aos consumidores finais, tarifas de interrupção, tarifas variáveis no tempo e tarifação em tempo real como exemplo. Este tipo de GLD necessita de estímulos do governo, por meio de programas governamentais onde a subsídios às concessionárias, fabricantes de equipamentos elétricos, etc. Com o intuito que eles possam aplicar políticas que estimulam seus consumidores a diminuïrem o consumo de energia.

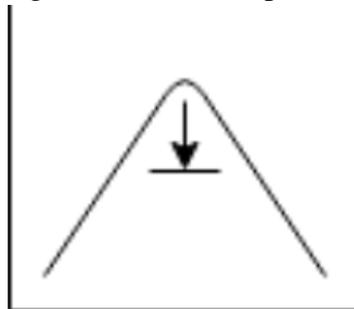
2.3 Estratégias de GLD para modelagem de curvas

Para moldar as curvas de cargas há seis principais estratégias, usadas nos programas de GLD, que pode-se destacar as seguintes:

2.3.1 *Corte de pico*

Esta estratégia é executada fazendo o uso do controle direto da carga, controle este que é geralmente das cargas dos consumidores finais, e por meio de tarifas horárias. Esta estratégia, como o nome sugere, tem por objetivo a redução da demanda em horários de ponta, com isso reduzir os custos operacionais das concessionárias, pois diminui os números de unidades geradoras e, além disso, os investimentos em novas ou ampliações. Na Figura 2 é ilustrada a ação da técnica em curva de carga.

Figura 2 – Corte de pico



Fonte: Adaptado de Gellings e Chamberlin (1987).

2.3.2 *Preenchimento de vale*

A segunda estratégia tem a finalidade de incentivar o aumento de demanda fora do horário de ponta, conforme mostrado na Figura 3. O intuito é evitar os vales que surgem nas curvas de cargas, assim evitando prejuízos em razão de serem períodos do dia em que o custo de geração é baixo. Além disso, lida com o fato de que mesmo com o custo de geração sendo baixo nesses horários, os valores cobrados pelas concessionárias aos seus clientes não cobrem os custos de geração e despachos, pois a demanda é baixa. Logo, transferir uma parte da demanda para esses horários (preenchendo os vales) compensaria os custos de despacho e geração.

Figura 3 – Preenchimento de vale

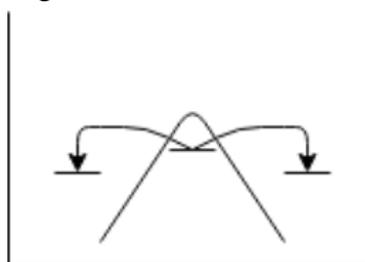


Fonte: Adaptado de Gellings e Chamberlin (1987).

2.3.3 *Deslocamento de carga*

Tem por função a mudança, deslocamento, de consumo nos horários de ponta para fora ponta. Esta estratégia é uma combinação dos efeitos que as duas estratégias anteriores produzem, como ilustrado na Figura 4. É realizada por meio de incentivos financeiros em que se aumenta a tarifa nos horários de pico e reduz em horário fora de pico.

Figura 4 – Deslocamento de carga

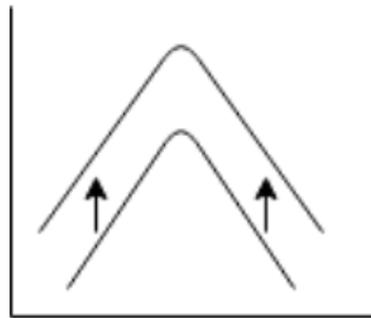


Fonte: Adaptado de Gellings e Chamberlin (1987).

2.3.4 *Crescimento de carga estratégico*

A quarta estratégia, se refere ao aumento geral de venda de energia elétrica. O objetivo é aumentar o estímulo de adoção de tecnologia baseada em eletricidade e substituir as que têm por base combustíveis fósseis, por exemplo, a substituição de carros a combustão por elétricos. A Figura 5 demonstra esse crescimento.

Figura 5 – Crescimento de carga estratégico



Fonte: Adaptado de Gellings e Chamberlin (1987).

Ao longo do prazo com crescimento estratégico além de reduzir os impactos ambientais causados pelos combustíveis fósseis, pretende-se reduzir os custos atrelados ao serviço pois aumentaria a base de clientes.

2.3.5 *Conservação estratégica*

Na quinta estratégia, as concessionárias adotam programas para incentivar o uso eficiente de energia elétrica, a fim de reduzir a demanda não somente no horário de ponta, mas durante as outras horas do dia. Isso pode postergar a necessidade para adição futura de capacidade de transmissão, geração e distribuição. Outras ações que podem ser tomadas, são propagandas e campanhas de conscientização para o consumo inteligente de energia elétrica.

2.3.6 *Curvas de cargas flexíveis*

Por fim, a curva de carga é um conceito relacionado à confiabilidade. No planejamento futuro, que deve englobar o estudo da oferta e da demanda, a carga poderá ser flexível se forem dadas aos consumidores opções de qualidade do serviço, que variam conforme o preço. Este programa envolve carga interruptível, gerenciamento integrado da energia e aparelhos

Figura 6 – Conservação estratégica



Fonte: Adaptado de Gellings e Chamberlin (1987).

individuais de controle.

Assim, o consumidor põe em prática mudanças de hábitos e conseqüentemente o seu novo perfil de carga. A curva de carga flexível pode ser observada na Figura 7, que demonstra como a carga flexível pode ser moldada para preencher a área abaixo da curva conforme o preço da energia do programa implementado.

Figura 7 – Curvas de cargas flexíveis



Fonte: Adaptado de Gellings e Chamberlin (1987).

2.4 Planejamento de um projeto GLD

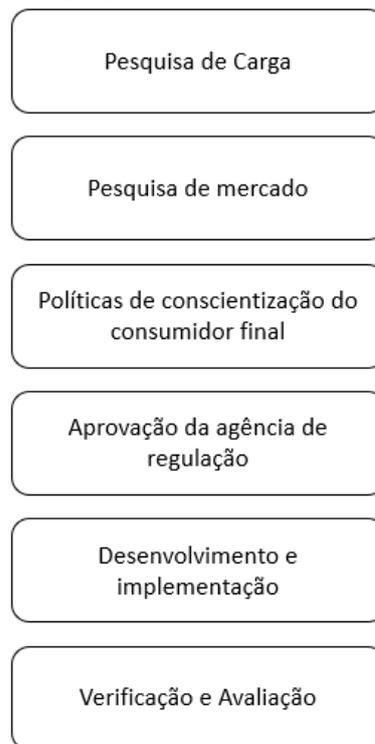
Há vários estágios no planejamento de um projeto GLD, conforme mostrado na Figura 8. Estes estágios são: pesquisa de carga, pesquisa de mercado, políticas de conscientização do consumidor final, aprovação da agência de regulação do país, desenvolvimento e implementação do projeto, na prática. Por fim, avaliação final do impacto econômico, social e ambiental do projeto (SINGH *et al.*, 2017). Conforme a Figura 8.

O primeiro passo é a pesquisa de carga, uma atividade em que se coleta de forma

sistemática os dados, a necessidade de energia elétrica, demanda do cliente em um período determinado, dia, mês ou ano. Essa etapa é o pré-requisito para o planejamento. O objetivo é fornecer uma análise detalhada da carga e de seu perfil no sistema.

Os dados são obtidos pelas concessionárias por intermédio de medidores inteligentes instalados nos consumidores e pesquisas de amostragem, deste modo estimam-se padrões de consumo de uso final e conseqüentemente as variações ao longo do dia, semana, mês ou ano. É neste momento que se obtém informações do tipo, número de equipamentos, capacidade de sua potência, marca do dispositivo, tempo de uso, etc.

Figura 8 – Planejamento de um projeto de GLD



Fonte: Adaptado de Singh *et al.* (2017).

Com a análise detalhada das cargas são identificadas as intervenções específicas do GLD de acordo com as características das cargas (corte de pico, enchimento de vale, deslocamento de carga, conservação estratégica, crescimento de carga estratégica e curva de carga flexível). Logo, é nessa parte que por meio de pesquisa, se conhece as curvas de carga de vários equipamentos e seu impacto em vários setores do sistema.

Em seguida, é realizada uma pesquisa de mercado para saber a participação dos dispositivos de uso final, porém com o conhecimento obtido na pesquisa de carga fica mais fácil

avaliar a presença dos fornecedores para tecnologias GLD. Esta pesquisa ajuda a ter noção da disponibilidade de tecnologias GLD no mercado.

A terceira etapa, são programas que visam conscientizar os consumidores. Educar os clientes pode ser feito por meio de panfletos, e-mails, campanhas em canais abertos de televisão, jornais físicos ou que estão na internet. Outro meio possível é o incentivo de fabricação e compra de aparelhos que têm uma alta classificação de eficiência energética.

Essa é uma das partes cruciais, como aponta Yoo *et al.* (2015) há uma baixa participação por partes dos consumidores, isto é, devido à falta de percepção que os mesmos têm sobre o assunto, ou seja, tem poucas informações o que ocasiona pouco conhecimento ao assunto, portanto não há investimento por partes dos mesmo para obterem uma infraestrutura eficiente de energia.

A aprovação por partes das agências regulatórias tem o papel de garantir ao consumidor final que as mudanças impostam pelo GLD sejam feitas de maneira suave, isto é, que não haja sobrecarga e nem abusos por partes dos fornecedores de energia. É nessa etapa que ocorrem os testes de implementação das técnicas de GLD, pois demonstram os custos e benefícios que os programas podem trazer ao sistema elétrico. Os mais comuns são os testes de *Total Resource Cost / Custo total do Recurso (TCR)*, *Ratepayer Impact Measurement / Medição do Impacto do Contribuinte (RIM)*, *Life Cycle Revenue impact / Impacto na Receita por Ciclo de Vida (LRRIM)*, *Participant Cost Test / Teste de Custo do Participante (PCT)* e o *Societal Cost Test / Teste de Custo Social (SCT)* que são explicados em detalhes na 1.

A penúltima etapa do planejamento é o desenvolvimento e implementação. Nessa parte, o órgão regulador realiza processos de licitações para que os fornecedores de tecnologia GLD possam concorrer.

Por último, a etapa de verificação e avaliação que tem um papel importante devido a muitas agências governamentais disponibilizarem concessões fiscais, isto é, redução de imposto, créditos por redução de gases do efeito estufa e etc. Também tem a função de transparência entre as concessionárias e os clientes, pois os consumidores podem verificar a real economia que obtiveram com os programas.

Tabela 1 – Testes de custo-benefícios dos programas de GLD

Testes de Custo Benefícios	Descrição
TRC	Mede a economia geral em perspectiva da sociedade. Os benefícios considerados são sociais e os custos são os totais, incluindo os de natureza pública.
LRRIM	Mede o impacto sobre o investimento na implementação do programa. Se o teste for positivo significa uma redução geral das tarifas, mas se for negativo é um aumento para os participantes e não participantes.
PCT	Mede a eficácia do programa na perspectiva dos clientes, se for positivo é sinal que é vantajoso.
SCT	Nesse teste mede a eficácia de uma perspectiva social, considerando os custos e benefícios do teste TRC.

Fonte: Adaptado de Singh *et al.* (2017).

2.5 Resposta da demanda

Com o avanço das tecnologias, o gerenciamento pelo lado da demanda evoluiu em direção a dois grupos principais: a eficiência energética (EF) e a resposta da demanda (BEHRANGRAD, 2015).

A eficiência energética tem como princípio a menor quantidade de energia para a realização de uma determinada função, ou seja, é a redução necessária do consumo de energia para se realizar a função do sistema ou equipamento.

A resposta da demanda trata-se da mudança de hábito do consumidor, isto é, realizar alterações no perfil de carga do mesmo com o intuito de se atingir o melhor uso da energia elétrica. Essas mudanças nos padrões de comportamento dos usuários podem ser feitas mediante tarifas do sistema (aumento ou diminuição), como pelo incentivo feito, por exemplo, pagamentos por economia de energia quando o sistema necessita.

2.5.1 Benefícios da resposta da demanda

A resposta da demanda segundo o estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) permite que os consumidores participem ativamente no gerenciamento do uso de energia. O estudo conclui que essa participação traz benefícios, conforme citado abaixo:

- Maior flexibilidade e uma melhor confiabilidade, devido a redução de picos de demandas e conjunto a inserção de geração distribuída.
- Com a diminuição de demanda há uma redução para o acionamento de usinas térmicas causando uma menor emissão de gases do efeito estufa.
- Redução com os custos de planejamento com foco no fornecimento. Pois adia, e em alguns caso evita, a construção ou ampliação de usinas de geração e todo os

custos para o transporte de energia até os consumidores.

2.5.2 *Tecnologia na Resposta da Demanda*

O setor elétrico está em uma fase de transição, em outras palavras está em um processo de digitalização. Na prática, medidores de energia tradicionais estão sendo substituídos por medidores inteligentes e os demais equipamentos estão mudando para unidades com inteligência artificial, isso deu solidez para as chamadas *smart grid*.

O GLD está intrinsecamente ligado às *smart grid* e aos *smart meters*. De acordo com (HUSSAIN *et al.*, 2018), as redes inteligentes permitem uma comunicação bilateral entre os consumidores e os geradores de energia, permitindo um modelo de resposta mais contínuo e não eventos esporádicos. Com isso, esta tecnologia contribui para um aprendizado por parte dos consumidores sobre o padrão de suas cargas elétricas e assim traça um perfil de carga com um melhor conhecimento.

2.5.3 *Tipos de resposta da demanda*

Como mencionado anteriormente, a RD funciona em dois segmentos, a primeira é por meio de preços e a segunda por incentivos. Logo, podemos dividir em dois grupos principais de atuação.

2.5.3.1 *DR com base em preço*

Nesse tipo de abordagem a tentativa é influenciar diretamente o perfil de uso de carga por partes dos consumidores. Ao adotar variações nos valores de preços de tarifas ao longo do dia, isto faz com que o consumidor altere sua demanda de acordo com essas variações. A ideia é simplesmente fazer com que os clientes desloquem suas cargas para momentos em que o preço é mais baixo e usem menos em momentos em que o preço é mais caro.

O estudo da EPE resume as principais alterações deste grupo de resposta da demanda:

- ***Time-of-Use / Tempo de Uso (TOU)***: Este tipo de tarifa assume valores diferentes para cada período do dia estabelecido. O preço da tarifa é baseado nos custos médios de geração e transmissão, porém como são custos dinâmicos a necessidade de atualizações periódicas. No Brasil as tarifas verde, azul e branca são tipos de tarifa TOU.

- **Critical Peak Pricing / Preço de Pico Crítico (CPP):** Na tarifa CPP, faz com que em períodos que o custo de geração está caro ou quando a rede está sobrecarregada a tarifa seja mais cara para desestimular o consumo, entretanto os participantes recebem descontos em outros momentos, isso é para manter a receita anual das concessionárias.
- **Peak Time Rebate (PTR):** Nesse programa é similar ao CPP, a diferença é que ao invés do participante pagar uma tarifa em momentos críticos, ele recebe um pagamento por economizar energia de acordo com uma linha base de consumo.
- **Real Time Pricing / Preços em Tempo Real (RTP):** No programa RTP, os participantes pagam tarifas com valores próximos aos ofertados pelo mercado spot. Esses valores são fornecidos com certa antecedência que podem ser minutos, horas ou dia.

2.5.3.2 DR com base em incentivos

O segundo grupo de resposta da demanda tem por característica em incentivos financeiros feitos aos consumidores para que os mesmos possam economizar energia em momentos de escassez na oferta ou em que o sistema está com baixa confiabilidade. O princípio dessa abordagem é que os consumidores possam manter suas demandas abaixo de uma linha base previamente determinada e caso os mesmos extrapolam essa linha são penalizados.

Semelhante a RD com base em preços, o estudo da EPE apresenta as principais variações dessa abordagem:

- **Direct Load Control:** A primeira variação comum já foi apresentada anteriormente. Nela o operador (concessionária ou geradora) controlam remotamente as cargas dos usuários, ou seja, podem desligar e religar a qualquer momento as cargas.
- **IntERRUPTIBILIDADE:** É a redução de carga feita pelos grandes consumidores gerando descontos ou créditos. Esta redução está em conexão com o sistema de tarifação.
- **Programas de Emergência:** São programas que oferecem pagamentos para redução de carga em momentos em que o sistema está em estado de emergência.

2.6 Tarifas horárias no Brasil

Supracitado, as tarifas horárias são um dos principais instrumentos de implementação do gerenciamento pelo lado da demanda. São formas de auxiliar a administração no curto prazo o gerenciamento dos picos de consumo e ao mesmo tempo incentivar o deslocamento da carga. No Brasil temos as bandeiras tarifárias e a tarifa branca, além de contar com as tarifas verde e azul para consumidores do grupo A.

2.6.1 Tarifa branca

Direcionada aos consumidores de baixa tensão, tem por objetivo a mudança de hábitos ao deslocar o consumo do período de pico para o fora de pico. Tendo sua aprovação em novembro de 2011 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e estabelecida em Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET), submódulo 7.1 na Resolução Normativa nº 414/2010 (ANEEL, 2010a). A tarifa funciona por meio de postos tarifários fixos, em outras palavras, o preço da energia elétrica varia ao longo do dia, porém somente é válido para os dias úteis. Esses postos são definidos em ponta, fora ponta e intermediário, em comparação com a tarifa convencional, a tarifa branca nos períodos de ponta e intermediário do dia os preços são maiores e no período de fora ponta o preço é menor.

Logo, essa tarifa não é recomendada para consumidores que seu consumo seja em horários de ponta e intermediário, assim estimula o aprendizado sobre o perfil de carga por partes dos consumidores. Para o sistema os benefícios da tarifa branca são o máximo deslocamento de carga para os períodos de fora ponta.

2.6.2 Bandeiras tarifárias

De acordo com a ANEEL as bandeiras tarifárias são um sistema que tem a finalidade de sinalizar aos consumidores por meio de cores das bandeiras (verde, amarela e vermelha) os custos reais da geração de energia elétrica. Portanto, as cores indicam as condições de geração, isto é, a bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo; A bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis; A bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração; A bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração.

O sistema, implantado em 2015, é uma forma diferente de apresentar um custo que

já estava na conta de energia, mas que geralmente passava despercebido. Não existe, portanto, um novo custo, mas um sinal de preço que sinaliza para o consumidor o custo real da geração no momento em que ele está consumindo a energia, dando a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

3 MODELO DE MERCADO

3.1 Introdução

Neste capítulo é apresentado um modelo de mercado proposto que tem por característica um mercado varejista competitivo e possui um gerenciamento pelo lado da demanda, neste caso, uma implementação de política de RD com base em preço. A implementação desse modelo foi realizada utilizando os conceitos de otimização matemática baseada em programação estocástica.

3.2 Programação estocástica

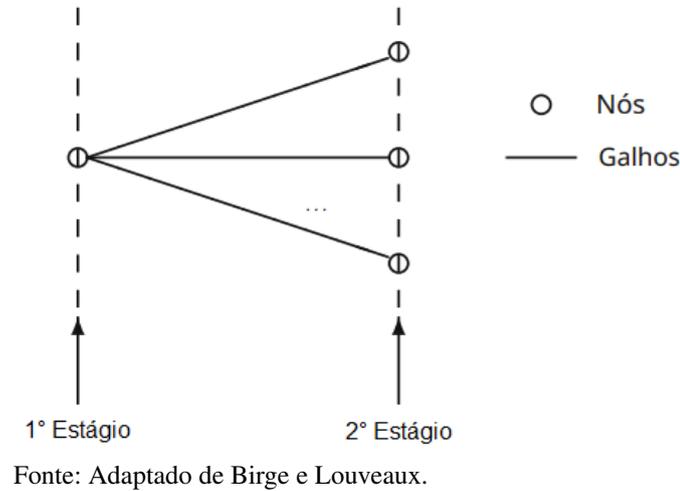
A programação estocástica como dito no parágrafo anterior tem a capacidade de lidar com problemas complexos de otimização matemática, em que variáveis desconhecidas, incertezas, criam uma série de soluções possíveis. Para Birge e Louveaux (2011) a programação estocástica baseada em cenários lida com problemas de decisão sob incerteza na qual os parâmetros desconhecidos são representados por meio de conjuntos de cenários finitos. Um cenário é uma possível realização da variável aleatória em que uma probabilidade de ocorrência está associada.

Os problemas de programação estocástica visam minimizar uma função objetivo que neste trabalho representa o custo esperado sobre todas as realizações do cenário. Essa minimização de custo é realizada considerando as restrições do problema para todas as realizações de cenários. Uma das principais desvantagens da programação estocástica é que seu desempenho depende do conhecimento da função de distribuição de probabilidade dos dados incertos. Além disso, a viabilidade do problema só é garantida para os cenários de entrada considerados. Portanto, um número suficiente de cenários deve ser considerado. No entanto, um grande número de cenários pode resultar em um problema computacionalmente intratável.

Portanto, os cenários são usados na construção das chamadas árvores, grafos conexos e sem ciclos, em que seus nós são as decisões e os ramos as possíveis realizações. Todos os nós têm apenas um predecessor e deles podem partir vários sucessores em outras palavras, as decisões em cada estágio dependem das realizações de incerteza anteriores, mas são únicas para as realizações de incertezas futuras e de acordo com o número de tomadas de decisões os problemas de programação estocástica são divididos em problemas de dois estágios conforme

mostrado na Figura 9, e de múltiplos estágio (BIRGE; LOUVEAUX, 2011).

Figura 9 – Grafo em árvore de dois estágio



3.3 Principais componentes do modelo

Os principais componentes do modelo proposto são:

Devices

São equipamentos elétricos, porém nesse tipo de mercado são inteligentes, pois podem ser medidos e controlados, ligados, desligados e programados em tempo real. Os Devices foram modelado em três tipos de cargas, redutíveis, interruptível, e deslocáveis.

Prossumidor

O prossumidor nesse modelo será uma agregação de *devices* e também o intermediário entre os *devices* e os agregadores e varejista. Portanto, atua podendo tanto comprar ou vender energia elétrica, além de ser o responsável pela coleta de informações e assim distribuir as políticas de para os *devices*.

3.4 Mercados de energia

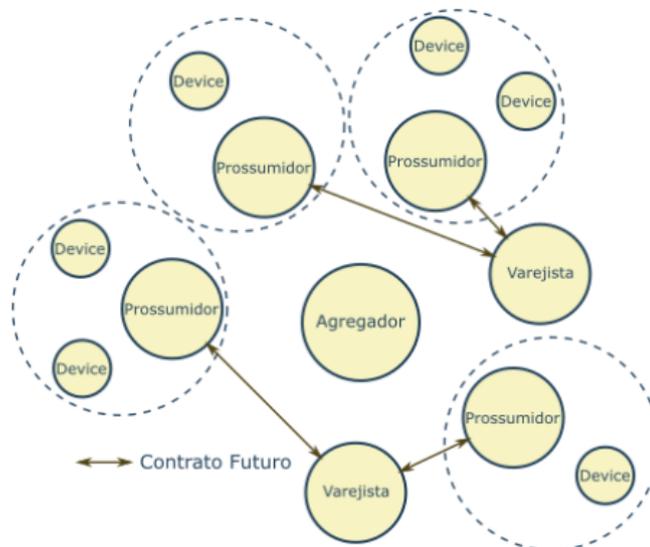
O modelo proposto tem dois mercados de contratação de energia. O mercado com tarifas fixas e conseqüentemente mais conservador no quesito preço, chamado Mercado Futuro, e o Mercado Spot em que as tarifas são ajustadas em tempo real.

O Mercado Futuro se assemelha ao que acontece no ambiente de contratação livre. A forma de contratação acontece por intermédio de um contrato bilateral entre o consumidor

e o fornecedor. O preço, a quantidade de energia e o período são acordados e cada fornecedor pode possuir vários tipos de taxas de acordo com os horários do dia, o que deixa o ambiente mais competitivo e atrativo aos clientes. Porém devem deixar os consumidores cientes no ato de contratação. Normalmente as informações nesse tipo de mercado são fornecidas com antecedência. A Figura 10 ilustra um exemplo de Mercado Futuro.

Este mercado tem como vantagens para o consumidor, taxas estáveis e garantia de energia, tendo em vista que o fornecedor tem a obrigação de garantir a demanda contratada. Contudo, em caso o consumidor não utilize toda a demanda contratada, o consumidor não pode abater o valor estipulado em contrato.

Figura 10 – Ilustração do funcionamento do mercado futuro



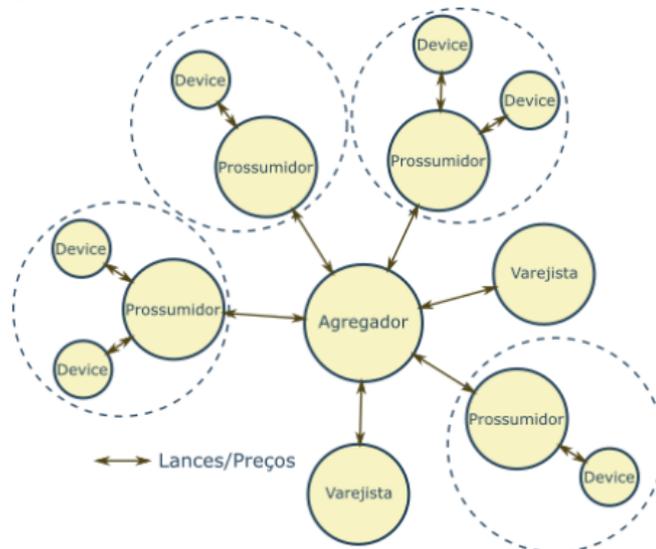
Fonte: Tavares (2019).

Outro ambiente de contratação é o Mercado Spot, tem intervalos fixos de tempo igual ao Mercado Futuro, mas o formato é baseado em pool. Nele os consumidores vão ao mercado venderem ou comprarem energia de acordo com a sua demanda líquida, isto é, se o consumo de energia for maior do que a contratada no Mercado Futuro, por exemplo, podem ir ao Mercado Spot para repor. Em contrapartida, se estiverem com energia além de suas necessidades podem utilizar este mercado para venderem.

No Mercado Spot são realizadas negociações para entrega imediata de energia ou, então, de maneira rápida. Assim, devido às condições como disponibilidade de energia e a procura pela mesma, os preços neste tipo de mercado têm mais variações que no mercado futuro. Além disso, os consumidores podem vender energias excedente provenientes de sua própria

geração no Mercado Spot, conforme a Figura 11, vale destacar que é proibido a venda de energia adquirida no Mercado Futuro para evitar distorções no mercado.

Figura 11 – Ilustração do funcionamento do mercado spot



Fonte: Tavares (2019).

3.5 Construção de cenários

Na elaboração de cenários o uso de dados históricos e técnicas de previsão são necessários, diante disso dados reais de consumo e geração foram obtidos em arquivos separados.

3.5.1 Dados do modelo

Os dados utilizados tanto para a demanda quanto os preços para o Mercado Spot foram obtidos de três fontes distintas. Para a demanda e geração da rede foram usados os dados do projeto SimBench de autoria da Benchmark-Datensatz für Netzanalyse, a base de dados para os preços do Mercado Spot foi retirada do site da UK POWER NETWORKS. Por fim, as curvas individuais dos equipamentos elétricos residenciais a base utilizada foi do projeto da Pecan Street Inc.

3.5.1.1 Dados de consumo

Os dados de consumo utilizados foram de residências situadas em New York, Estados Unidos da América, especificamente consumo de 25 residências nos períodos de maio de 2019 a outubro de 2019. A base de dados é do projeto Dataport de autoria da Pecan Street Inc. Para

os dados de demanda da rede foi usado a base de dados do projeto SimBench de autoria da Universidade de Kassel, Fraunhofer IEE, RWTH Aachen University e pela Universidade Técnica de Dortmund do ano de 2016.

Para uso em simulação, é escolhido uma residência dentre as 25 e uma dia dentre o período citado acima de maneira aleatória e o período é 24h, tendo em vista que o horizonte de otimização do modelo é realizado para o período de 1 dia. Os dados de demanda e geração da rede é definido um nó em seguida dentro de um intervalo de um mês é retirado os dados de um dia. A coleta dos dados de consumo da residência é em kW, realizadas a cada 15 minutos e da rede é tanto potência ativa quanto potência reativa, também feita a cada 15 minutos. Portanto, para os dados da rede a 4 arquivos .csv, em que dois contêm os nós para geração e demanda e os outros dois os dados de para os respectivos nós.

Em relação às curvas das cargas individuais foram separadas em 3 conjuntos de arquivos com o formato .csv também. Cada conjunto conta com as cargas correspondente ao seu tipo (reduzíveis, interruptivas e deslocáveis).

3.5.1.2 Dados dos preços do mercado spot

O NordPool é o principal mercado europeu de energia responsável por oferecer serviços de comércio, compensação, liquidação e serviços associados nos mercados diários e intradiários em 16 países europeus. Sendo o principal produto o preço da energia produzida em seus mercados a cada hora, todos os dias.

Os valores coletados foram de 21/03/2019 a 19/03/2020 disponibilizado em formato .xlsx (microsoft excel), resultando em 364 dias. O site fornece os dados a cada 60 minutos, portanto um tratamento dos dados foi necessário, haja vista que o Mercado Spot tem intervalo fixo de 15 minutos, logo o valor dentro de 1 hora foi repetido 4 vezes e usou-o como um valor de do preço da energia equivalente a 15 minutos.

3.5.1.3 Geração e redução de cenários

Como dito no tópico 3.2 os cenários são baseados em fatos históricos e métodos de previsão, diante disso ao longo dos anos vários desses métodos foram desenvolvidos, como séries temporais, modelos *Autoregressive Integrated Moving Average* / Média Móvel Integrada Autorregressiva (ARIMA), e o Método de Monte Carlo (MCC) sendo os mais comuns de serem utilizados.

Para a geração deste modelo o método escolhido foi o de Monte Carlo, este método foi escolhido devido a permitir uma simplificação, haja vista que a geração de cenários se dá por funções de distribuição de probabilidades, entretanto a amostragem está sendo feita diretamente do banco de dados. O MCC é comumente aplicado para qualquer classe de método em que se usa amostragem aleatória massiva para obter resultados numéricos, assim justificando o seu uso. Portanto a geração de cenários se deu pela amostragem do banco de dados em que uma base de dados representa uma certa quantidade de dias, 30 dias nesse caso, sendo cada dia um vetor de 96 dados caracterizando os valores de energia, preço ou geração a cada 15 minutos. Logo, um cenário é composto por um conjunto de n amostras (cada amostra é um vetor diário), sendo 1 vetor com a demanda líquida, 1 vetor com os preços do mercado Spot e n menos 2 vetores contemplando as curvas das cargas residenciais. Assim configura um cenário, esse procedimento será executado mais 9 vezes, completando 10 cenários diários futuros.

Contudo, esse método de geração de cenários ainda apresenta a desvantagem de demandar muito processamento computacional, considerando que a 10 cenários futuros para o consumo das cargas residenciais, geração, demanda e preço o total de cenários gerados seriam de 10.000. Assim faz-se necessário o uso de alguma técnica de redução de cenários, a técnica escolhida é uma técnica de redução de distâncias de probabilidade. A distância de probabilidade escolhida é a distância de Kantorovich, também é conhecida como a métrica de Wasserstein (ou Vaserstein), conforme a função a seguir.

$$D_k(Q, Q') = \sum_{\omega \in \Omega \setminus \Omega_s} \pi_\omega \min_{\omega' \in \Omega_s} v(\omega, \omega') \quad (3.1)$$

Em que:

Q e Q' são as distribuições de probabilidades dos cenários original e reduzido respectivamente;

ω e ω' são os cenários original e reduzido respectivamente;

Ω e Ω_s são o conjunto de cenários original e reduzido, em que Ω_s está contido em Ω ;

π_ω é a probabilidade de ω em Ω

$\Omega \setminus \Omega_s$ o conjunto de cenários de que não estão em Ω_s ;

$v()$ é a norma euclidiana.

Esse é um método heurístico com boa performance prática. Portanto, a elaboração de cenários segue as etapas abaixo:

1. Cada conjunto de cenário (consumo, curvas de cargas, geração e preço) são reduzidos de 10 para 3;

2. Os cenários de consumo e geração são combinados formando 9 cenários de demanda líquida;
3. Em seguida os 9 cenários de demanda líquida são reduzidos a 3, são combinados com os cenários de preços e reduzidos a 3;
4. Por fim, os 3 cenários de demanda líquida combinados com o preço são combinados com os cenários de curvas de cargas. A probabilidade de cada cenário se realizar corresponde a multiplicação das probabilidades individuais de cada cenário.

3.6 Formulação do modelo

3.6.1 Formulação matemática

Conforme o tópico 3.2 os problemas de programação estocástica pretendem minimizar ou maximizar uma função objetivo. No modelo proposto a função objetivo representa os custos dos prosumidores na contratação de energia no Mercado Futuro, tendo em conta a existência de políticas de resposta da demanda e o Mercado Spot. A dificuldade na tomada de decisão por parte dos prosumidores está nas incertezas dos preços praticados no Mercado Spot e no cumprimento que o programa de RD exige ao participante.

O modelo utiliza-se de dois estágios. No primeiro utiliza-se os dados determinísticos dos preços das tarifas no Mercado Futuro para fazer a contratação de energia. No segundo estágio o prosumidor antes de efetuar sua decisão, compra ou venda de energia, primeiro faz uma análise do balanço energético com base na sua geração própria, consumo da energia contratada e na implementação das políticas feitas pelo programa de RD. Logo o evento estocástico acontece diariamente ao longo de 1 semana, período corresponde ao intervalo para a próxima liquidação do Mercado Futuro.

O custo de energia que o consumidor paga é a função objetiva que o modelo visa minimizar:

$$\min(z) = CM + RD \quad (3.2)$$

Em que CM corresponde aos custos de contratação de energia nos dois tipos de mercado:

$$CM = \sum_{t \in T} P_{MF}(t) \cdot C_{MF} + P_{MS}(t) \cdot C_{MS}(t) \quad (3.3)$$

RD representa os incentivos para adoção de políticas de resposta da demanda:

$$RD = \sum_{t \in T} \left(\begin{array}{c} \sum_{l \in \Omega_{load}^{Curt}} p_{curt}(l,t) \cdot P_{RD} + \sum_{l \in \Omega_{load}^{Inte}} p_{inte}(l,t) \cdot P_{RD} + \\ \sum_{l \in \Omega_{load}^{Shift}} p_{shift}(l,t) \cdot P_{RD} \end{array} \right) \forall l \in \Omega_{load} \quad (3.4)$$

sujeito a:

$$P_{MF}(t) > 0 \quad \forall t \in T \quad (3.5)$$

$$P_{MF}(t) + P_{MS}(t) \geq P(t) \quad \forall t \in T \quad (3.6)$$

$$P_{MS}(t) \geq P(t) \mid P(t) \leq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$P_{MS}(t) \geq 0 \mid P(t) \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (3.8)$$

Em que:

T é o conjunto dos 96 períodos de 15 minutos existentes em 1 dia;

P_{MF} é a demanda máxima contratada no Mercado Futuro;

C_{MF} é o preço da tarifa de demanda contratada no Mercado Futuro;

P_{MS} é a demanda máxima contratada no Mercado Spot;

C_{MS} é o preço da tarifa de demanda contratada no Mercado Spot;

Ω_{load} é o conjunto dos tipos de cargas (*Device*);

Ω_{load}^{Curt} , Ω_{load}^{Inte} e Ω_{load}^{Shift} são os subconjuntos de Ω_{load} que representa os tipos de cargas

reduzíveis, interruptível e deslocável, respectivamente;

p_{curt} é a redução de potência ativa da carga do conjunto Ω_{load}^{Curt} em kW;

p_{inte} é interrupção de energia ativa do conjunto Ω_{load}^{Inte} em kW;

p_{shift} é potência reduzida de do conjunto Ω_{load}^{Shift} em kW.

P_{RD} é o preço das tarifas utilizadas como incentivo financeiro para a RD

A Equação 3.5 impede que o prosumidor compre energia somente no Mercado Spot, ou seja, o prosumidor tem que comprar energia no Mercado Futuro. As Equações de 3.6 determinar que o somatório das potências adquiridas nos dois mercados têm que ser igual ou maior a demandada pelo prosumidor e as Equações 3.7 e 3.8 impedem do prosumidor vender a energia adquirida no Mercado Futuro no Mercado Spot.

Entretanto há mais algumas restrições ao modelo. Essas restrições estão relacionadas ao armazenamento de energia por meio de baterias e os tipos de carga que são usadas para implementar as políticas de RD.

3.6.1.1 Sistemas de armazenamento de energia

As baterias são uma grande fonte de flexibilidade porque permitem mudar a geração e o consumo de energia ao longo do tempo. Portanto, a restrição estrita de confiabilidade de que a potência fornecida e a potência demandada devem ser iguais em todos os momentos pode ser cumprida com menos dificuldade.

O *State-of-Charge* / Estado de Carga (SOC) refere-se à quantidade de energia em uma bateria em um determinado período t . Esta é a principal variável a ser modelada.

A primeira restrição garante que a descarga e a carga da bateria não ocorram simultaneamente.

$$x_{ESS^+}(t) + x_{ESS^-}(t) \leq 1 \quad \forall t \in T \quad (3.9)$$

O limite máximo de descarga é dado por:

$$p_{ESS^-}(t) \leq P_{ESS^-max}(t) \cdot x_{ESS^-}(t) \quad \forall t \in T \quad (3.10)$$

E o limite máximo de carga é dado por:

$$p_{ESS^+}(t) \leq P_{ESS^+max}(t) \cdot x_{ESS^+}(t) \quad \forall t \in T \quad (3.11)$$

A energia armazenada na bateria é restrita por:

$$P_{SOC}(0) = 0.2 \cdot P_{SOCmax} \quad (3.12)$$

$$P_{SOC}(t) = P_{SOC}(t-1) + (x_{ESS^+}(t) - x_{ESS^-}(t)) \cdot 0.25 \quad \forall t \in T \quad (3.13)$$

3.6.1.2 Carga redutíveis

As unidades redutíveis podem ser reduzidas até um certo nível sem desligar. E de acordo com Lezama *et al.* (2019) A potência ativa máxima que cada carga pode ser reduzida é formulado por:

$$0 \leq p_{curt}(l, t) \leq P_{curtmax}(l, t) \quad \forall t, \forall l \in \Omega_{load}^{Curt} \quad (3.14)$$

Em que:

$P_{curtmax}$ é máxima redução de carga do conjunto Ω_{load}^{Curt} em kW;

3.6.1.3 Carga interruptível

No modelo de cargas interrompíveis com restrição de carga, o padrão de consumo de energia, também conhecido como consumo de linha base é interrompido completamente e nenhuma recuperação é possível depois. Em outras palavras, o aparelho está ligado ou completamente desligado quando uma ordem de desconexão é recebida, ou seja, um pedido de regulação ascendente, as cargas se desconectam. Assim que o pedido terminar a carga é ligada e continua seguindo seu perfil de linha de base.

Para Lezama *et al.* (2019) as cargas interrompíveis podem ser desconectadas a qualquer momento por um custo de compensação. Uma variável binária é usada para controlar o status ligado/desligado do cargas consideradas:

$$P_{inte}(l,t) = P_{load}(l,t) \cdot x_{inte}(l,t) \quad \forall t, \forall l \in \Omega_{load}^{Inte} \quad (3.15)$$

Em que:

P_{load} é a potência ativa prevista das cargas em kW;

x_{inte} é o estado da carga interruptível, ou seja, se está ligado ou desligado.

3.6.1.4 Carga deslocável

Para unidades de carga de perfil deslocável, a carga total deve sempre ser atendida, mas pode ser movida dentro de um determinado intervalo de tempo. O consumo é adiado, mas mantendo o perfil de base. Exemplos de unidades de deslocamento de carga são processos de máquina de lavar e secar onde a escolha de período operacional não é crítico, desde que o processo esteja pronto dentro do prazo.

Ainda segundo Lezama *et al.* (2019) Cargas deslocáveis permitem uma mudança ou modificação em seus perfis desde que o volume total durante esse período de turno é respeitado. A Equação 3.11 é usado para cumprir essa condição:

$$\begin{aligned} T_{Shift}^{Start}, T_{Shift}^{End} &\in T_{Shift}(l) \quad \forall l \in \Omega_{load}^{Shift} \\ \sum_{T_{Shift}^{Start}}^{T_{Shift}^{End}} P_{shift}(l,t) &= \sum_{T_{Shift}^{Start}}^{T_{Shift}^{End}} P_{shift}(l,t) \end{aligned} \quad (3.16)$$

$$\forall t \in T_{Shift}, \forall l \in \Omega_{load}^{Shift}$$

Além disso, a quantidade máxima de deslocamento da carga é limitada pelo seguinte

conjunto de Equações:

$$P_{shift}(l, t) \leq P_{shift}(l, t) + P_{shift_{max}}(l, t) \quad \forall t, \forall l \in \Omega_{load}^{Shift} \quad (3.17)$$

$$P_{shift}(l, t) \geq P_{shift}(l, t) - P_{shift_{max}}(l, t) \quad \forall t, \forall l \in \Omega_{load}^{Shift} \quad (3.18)$$

Também é possível modelar o deslocamento negativo (ou seja, a redução da carga) ou positivo (ou seja, o aumento na carga) para cada período usando o próximo conjunto de Equações:

$$P_{shift^+}(l, t) \geq 0 \quad \forall t, \forall l \in \Omega_{load}^{Shift} \quad (3.19)$$

$$P_{shift^-}(l, t) \geq 0 \quad \forall t, \forall l \in \Omega_{load}^{Shift} \quad (3.20)$$

$$P_{shift}(l, t) + P_{shift^+}(l, t) = P_{shift}(l, t) + P_{shift^-}(l, t) \quad \forall t, \forall l \in \Omega_{load}^{Shift} \quad (3.21)$$

Onde:

T_{Shift} é o intervalo de deslocamento do conjunto conjunto Ω_{load}^{Shift} ;

T_{Shift}^{Start} e T_{Shift}^{End} são os períodos inicial e final possível para deslocamento de carga do conjunto Ω_{load}^{Shift} ;

$P_{shift_{max}}$ é a carga máxima deslocada do conjunto Ω_{load}^{Shift} em T_{Shift} em kW;

P_{shift^+} Potência incrementada do conjunto Ω_{load}^{Shift} em kW.

3.7 Simulador

3.7.1 Pyomo/PySP

O Pyomo é um pacote de software de código aberto baseado em Python que oferece suporte a um conjunto diversificado de recursos de otimização para formular, resolver e analisar modelos de otimização. Além disso, O Pyomo também suporta análise iterativa e recursos de script em uma linguagem de programação completa. Além disso, o Pyomo também provou ser uma estrutura eficaz para o desenvolvimento de ferramentas de otimização e análise de alto nível. Por exemplo, o pacote PySP fornece solucionadores genéricos para programação estocástica. O PySP aproveita o fato de que os objetos de modelagem do Pyomo são incorporados em uma linguagem de programação de alto nível com todos os recursos, que permite a paralelização transparente de subproblemas usando bibliotecas de comunicação paralela do Python (Pyomo.org).

Um modelo Pyomo consiste em uma coleção de componentes de modelagem que definem diferentes aspectos do modelo. O Pyomo inclui os componentes de modelagem que

são comumente suportados por AMLs modernas: conjuntos de índices, parâmetros simbólicos, variáveis de decisão, objetivos e restrições. Esses componentes de modelagem são definidos no Pyomo por meio das seguintes classes Python:

Set

Os sets são dados que podem ser números ou objetos que são usados para definir uma instância de modelo.

Param

São os parâmetros que são usados para nos referir aos dados que devem ser fornecidos para encontrar uma atribuição ótima (ou boa) de valores para as variáveis de decisão.

Var

É a função que define a variável. As variáveis destinam-se a receber valores por um pacote de otimização. Eles são declarados e opcionalmente limitados, recebem valores iniciais.

Objective

É a função objetiva na qual o pacote de otimização tenta maximizar ou minimizar.

Constraints

É a classe em que se define as restrições. A maioria das restrições é especificada usando expressões de igualdade ou desigualdade que são criadas usando uma regra, que é uma função Python.

3.7.2 Simulador

A rotina de simulação consiste primeiro na execução do arquivo *run_stochastic_model.py*, a terminação *.py* se refere a um arquivo Python. Neste arquivo, contém a rotina principal do simulador, dados de configuração como a taxa de armazenamento, o nó da rede, o preço do Mercado Futuro etc.

Ainda na rotina principal e executada a função *update_scenarios*, esta que está localizada no arquivo *generate_scenarios.py*, em que estão as rotinas de geração e redução de cenários. Para a geração de cenários as funções em *generate_scenarios.py* contam com outras funções dos arquivos *load_data.py* para os dados de demanda, geração e preços do Mercado Spot e *load_profile.py* para os dados das curvas dos tipos de cargas.

Em seguida, é criado os arquivos de configuração (*config.json*) e outro para estruturação dos cenários (*ScenarioStructure.dat*). O primeiro contém os dados dos 9 cenários provável, baseado nos métodos descrito na seção 3.5, o segundo descreve a árvore de cenário, ou seja, qual

a decisão no 1º estágio (nó raiz), as probabilidades dos cenários se realizarem, qual a tomada de decisão do 2º estágio etc. Conforme a seção 3.2.

Finalmente, é executado o modelo Pyomo completo que se encontra no arquivo ReferenceModel.py. Este modelo é cumprido para o cenário mais provável, porém caso o solver, neste caso é utilizado a licença universitária do programa Cplex da IBM, será executado o segundo cenário mais provável e assim sucessivamente até o último cenário (9º cenário). No ReferenceModel.py, há toda modelagem matemática, função objetiva, restrições, parâmetros e variáveis conforme a seção 3.6.

4 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

4.1 Configurações da simulação

Para a simulação do modelo de mercado foram feitas 3 configurações iniciais permitindo realizar três situações diferentes nos testes. Todas as situações contam com 1 prossumidor, 1 agregador e 1 varejista. Em cada configuração será testado com o sistema de armazenamento de energia. A potência instalada do sistema em cada situação está em 4kW. Portanto, a variação das configurações dos testes é dada pelos incentivos financeiros para a RD, neste contexto são duas variações do tipo de tarifa e uma usando os preços do Mercado Spot. Os mercados futuro e spot funcionam iguais em todas as situações, mercado futuro a cada dia é feito um novo contrato e no mercado spot a cada 15 minutos conforme descrito na seção 3.3.

Conforme dito anteriormente, para os testes foram adotados incentivos financeiros em formato de tarifas para a política de RD. Estas tarifas por meio de postos horários possuem um determinado valor. Os postos horários são divididos conforme os horários em que a demanda é alta ou baixa. Na tabela 2 segue os postos horários de acordo com a tarifa branca praticada pela ANEEL, e conforme a seção 2.6.1, a tabela 3 terá um posto a menos que a anterior.

Tabela 2 – Postos e preços baseados na tarifa branca

Posto horário	Intervalo de tempo (h)	Preço (u.m/kWh)
T1	00:00 a 16:29 21:30 a 23:59	0,604
T2	16:30 a 17:29 20:30 a 21:29	1,004
T3	17:30 a 20:29	1,582

Fonte: Próprio autor.

Tabela 3 – Posto e preço baseada na tarifa branca com um posto a menos

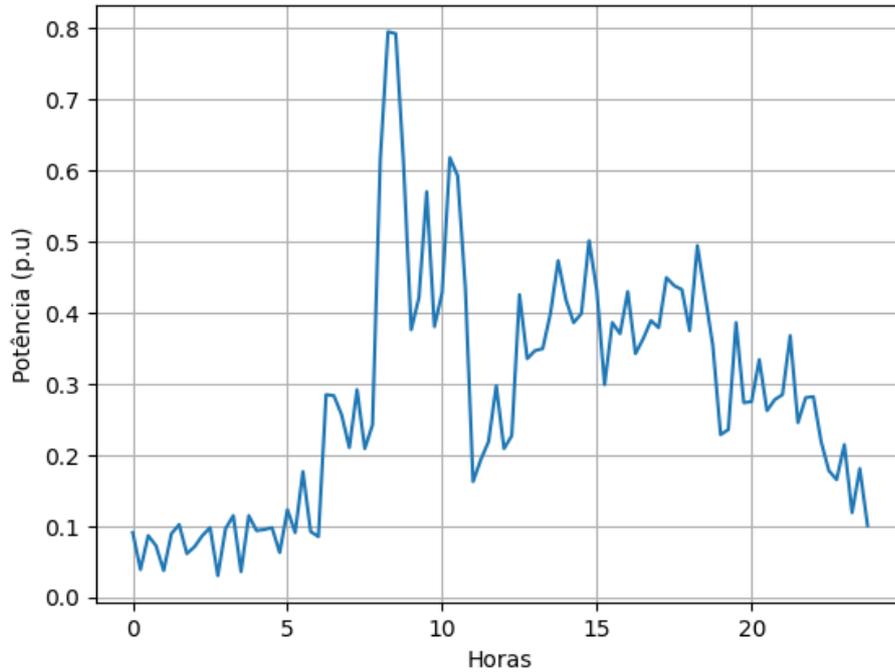
Posto horário	Intervalo de tempo (h)	Preço (u.m/kWh)
T1	00:00 a 17:29 20:30 a 23:59	0,604
T2	17:30 a 20:29	1,582

Fonte: Próprio autor.

Os valores das tabelas acima foram retirados da seção tarifa branca, item postos tarifários e valores do portal ANEEL, sendo escolhido o valor da tarifa praticada pela ENEL – CE.

Os dados que os *devices* fornece são recolhidos pelo prossumidor que os agrega em curvas. A Figura 12 demonstra a curva média de um nó da rede.

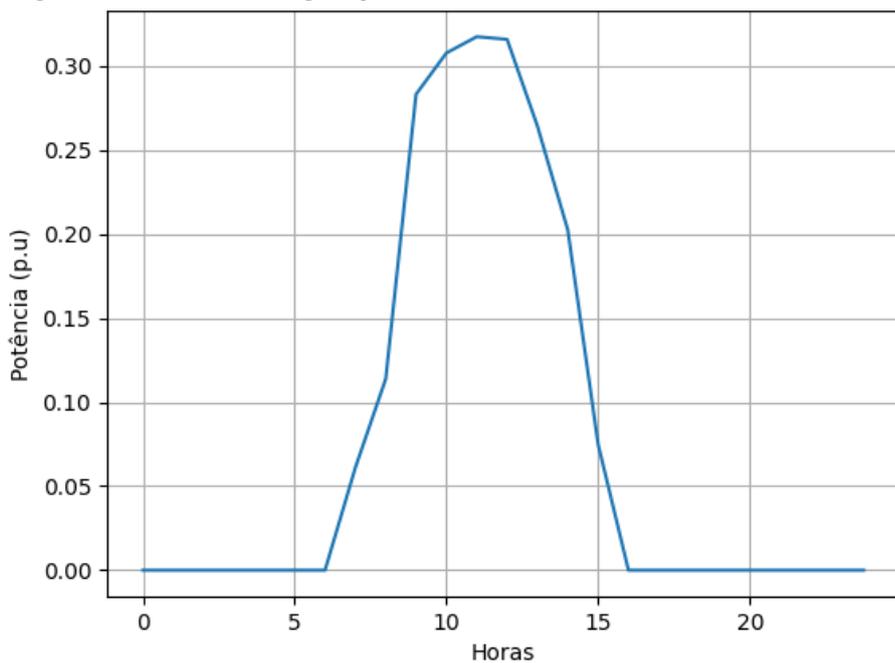
Figura 12 – Gráfico do consumo médio diário de um nó da rede



Fonte: próprio autor.

A Figura 13 é uma típica curva de geração fotovoltaica em que geralmente a maior irradiação solar acontece entre as 10h e às 15h.

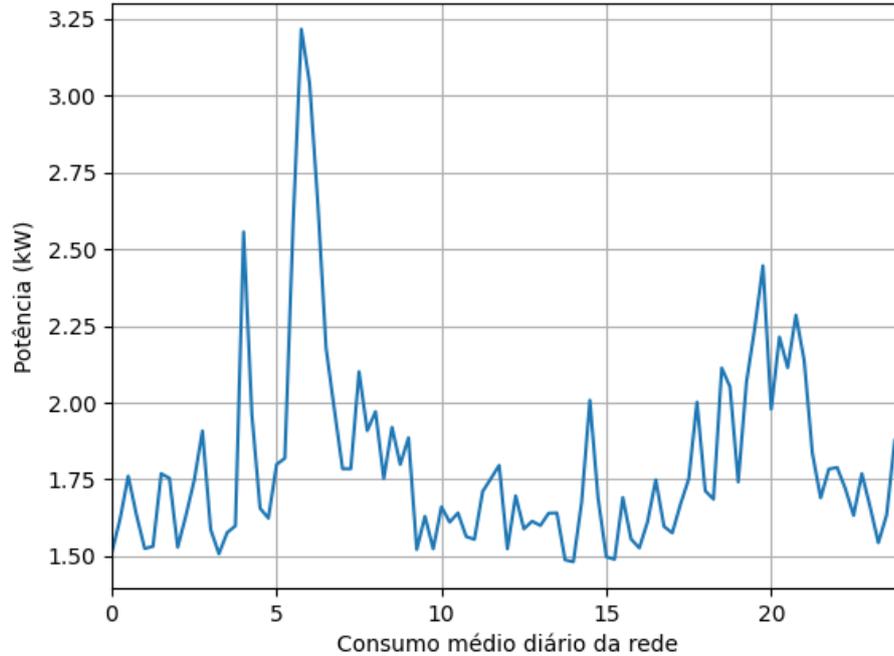
Figura 13 – Gráfico da geração média diária de um nó da rede



Fonte: próprio autor.

A última curva em que o prossumidor gera ao agregar os dados fornecidos pelos *devices* é a curva com a soma total de consumo dos três tipos de cargas. Conforme a Figura 14.

Figura 14 – Gráfico do consumo médio diário típico de uma residência



Fonte: próprio autor.

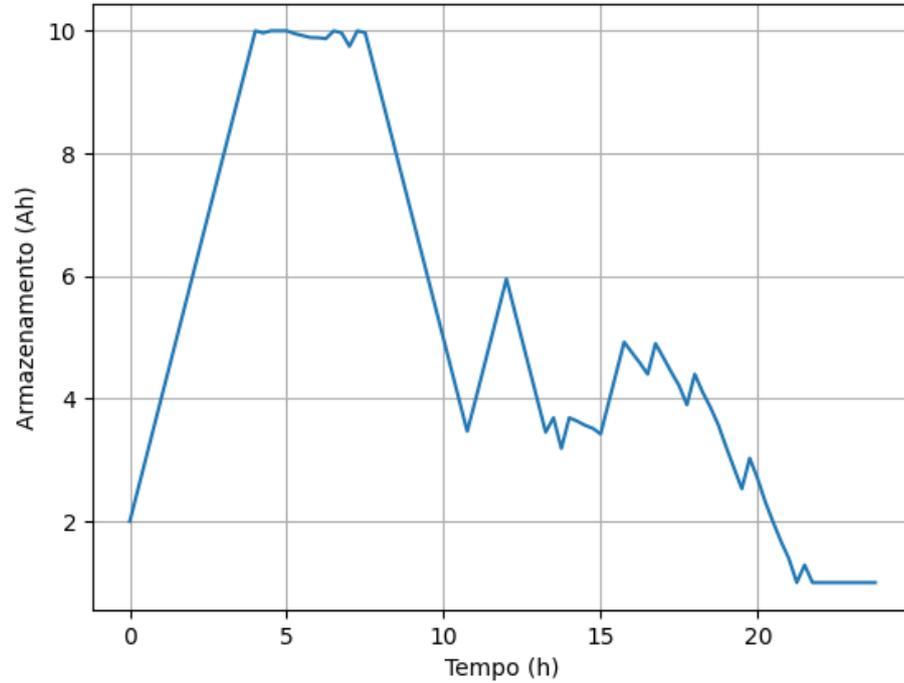
4.2 Resultados e análises

O primeiro resultado analisado é para a configuração usando a tarifa branca como base para o incentivo financeiro por parte da varejista para a RD. O segundo resultado é para a configuração usando a tarifa branca como base, porém com um posto a menos, o posto horário retirado é o Intermediário. Enfim, a última configuração analisada é a configuração usando os preços do Mercado Spot como incentivo financeiro.

A análise contemplará os resultados dos sistemas de armazenamento de energia, analisando carga e descarga. A demanda líquida, ou seja, a diferença do consumo com a geração com o acréscimo do sistema de armazenamento e a RD. Outra análise é a negociação de energia nos Mercados Futuro e Spot, isto é, compra ou venda de energia nestes mercados. A análise seguinte é a RD, em que se analisa se os conceitos de GLD se mostraram eficientes e por fim os valores dos preços no Mercado Spot ao longo dos postos horários durante o período de simulação.

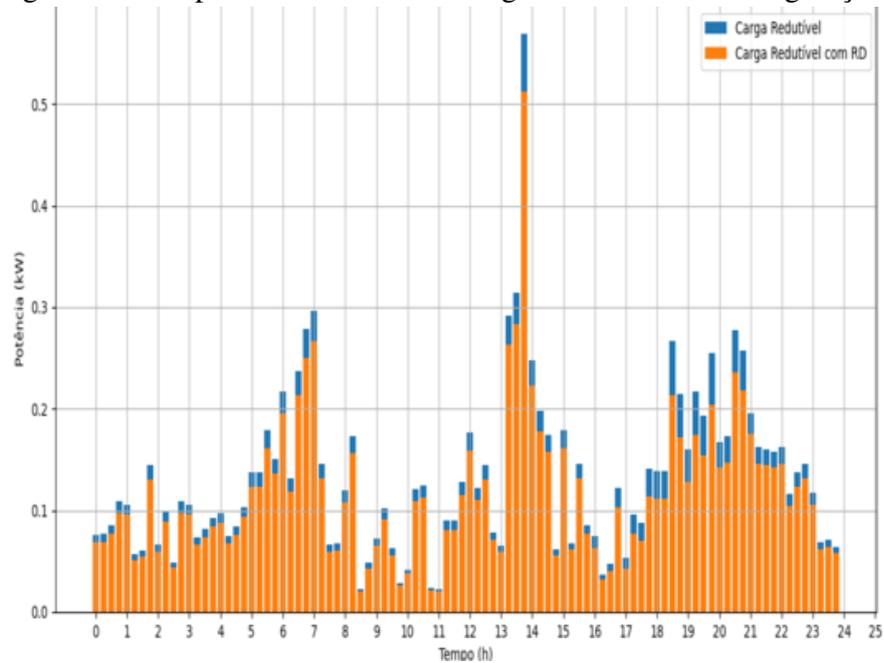
4.2.1 Configuração 1: tarifa branca como base

Figura 15 – Sistema de armazenamento na configuração 1.



Fonte: próprio autor.

Figura 16 – Resposta a demanda das cargas redutíveis na configuração 1

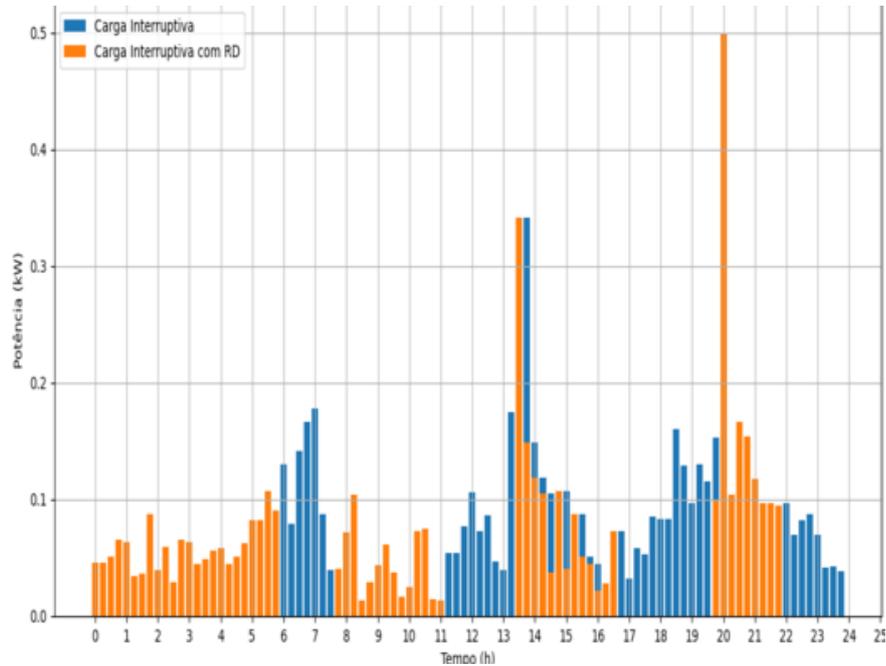


Fonte: próprio autor.

A Figura 15 é o gráfico do SOC que fornece ao usuário informações de quanto tempo a bateria pode funcionar antes de precisar ser carregada. Pode-se perceber que inicialmente as

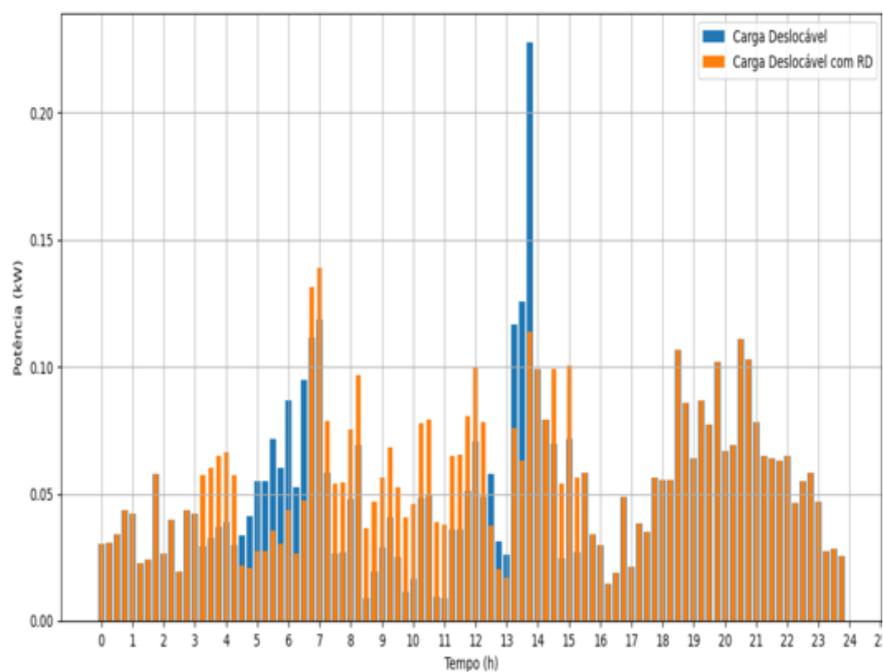
baterias são carregadas e ao chegar em sua carga máxima o sistema as utiliza para atender a demanda, há um período curto que elas são carregadas, porém logo são utilizadas devido ao preço alto do Mercado Spot, assim evitando compra de energia nesse mercado.

Figura 17 – Resposta a demanda das cargas interruptivas na configuração 1



Fonte: próprio autor.

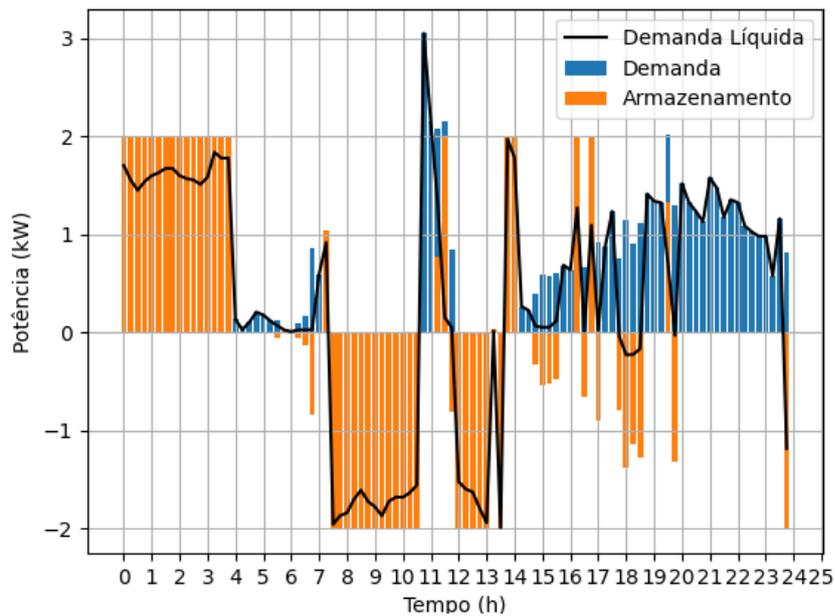
Figura 18 – Resposta a demanda das cargas deslocáveis na configuração 1



Fonte: próprio autor.

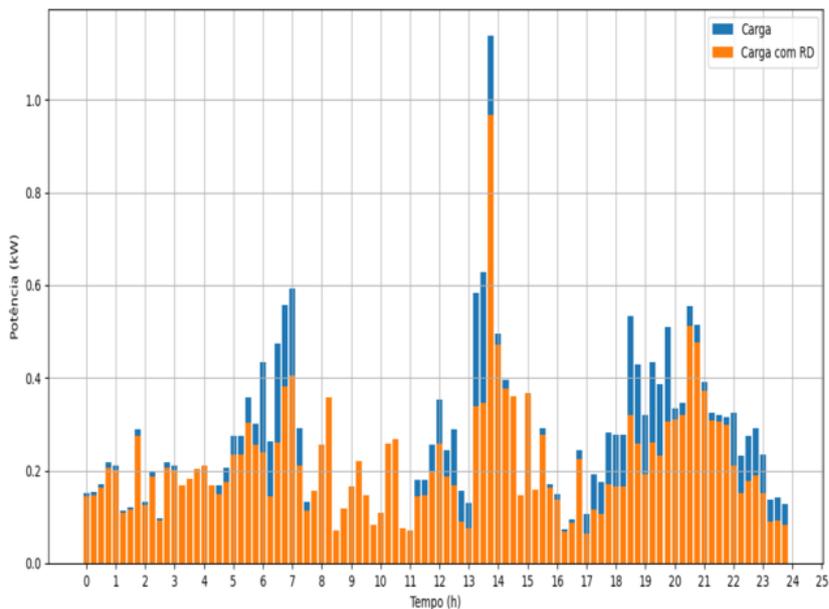
As figuras 16, 17 e 18 mostram o comportamento das três categorias de cargas. No primeiro posto horário as cargas reduzíveis têm pouca redução, entretanto, nos postos T2 e T3 essa redução aumenta, devido ao aumento da tarifa. As cargas interruptivas no primeiro posto houve interrupções em horários em que as cargas reduzíveis demandavam mais potências, nos postos seguintes houveram interrupção, devido também ao aumento da tarifa. Por último, as cargas deslocáveis houve deslocamento de carga nos horários que há picos.

Figura 19 – Demanda líquida na configuração 1



Fonte: próprio autor.

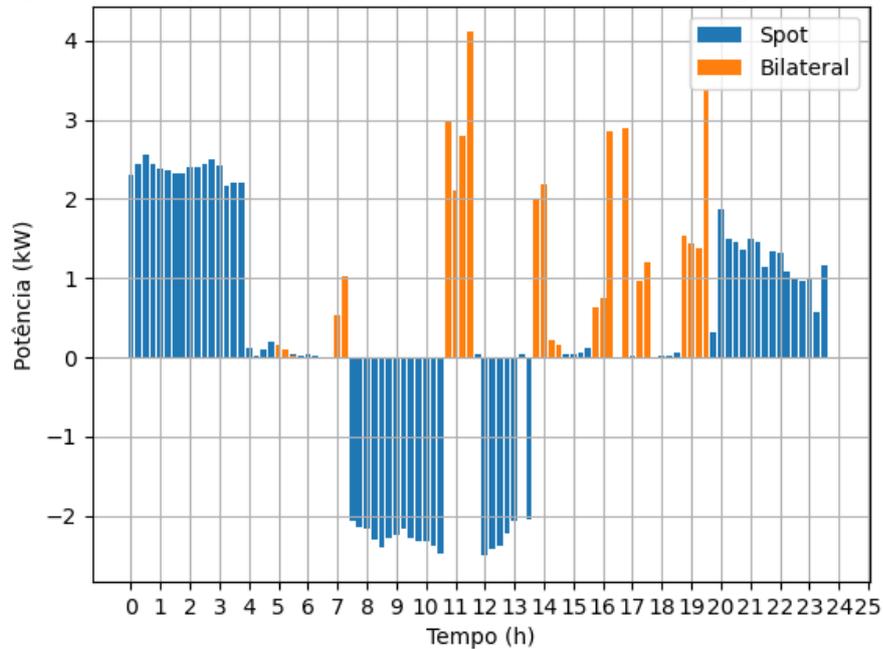
Figura 20 – Resposta a demanda na configuração 1



Fonte: próprio autor.

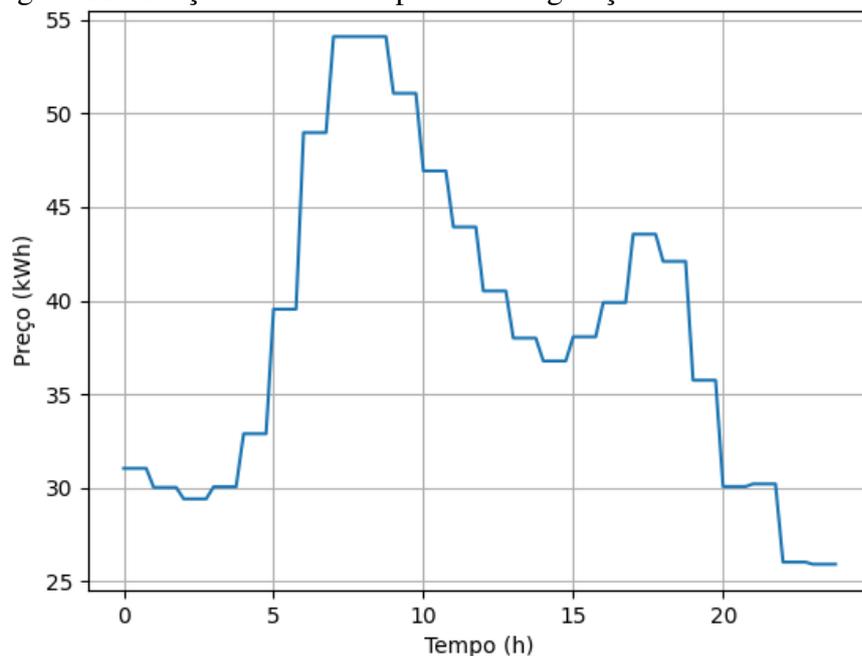
As 19 e 20 mostram que devido ao primeiro posto horário ser o de menor tarifa há o incentivo de deslocar parte das potências das cargas e que a redução e interrupção das do tipo interruptiva se deu nos momentos em que a soma das três era elevado em comparação as horas posteriores e anteriores. Portanto, nos postos intermediário e ponta houve a redução e interrupção, além de que houve deslocamentos de cargas para que não houvesse picos.

Figura 21 – Negociação de energia nos mercados na configuração 1



Fonte: próprio autor.

Figura 22 – Preço no mercado spot na configuração 1

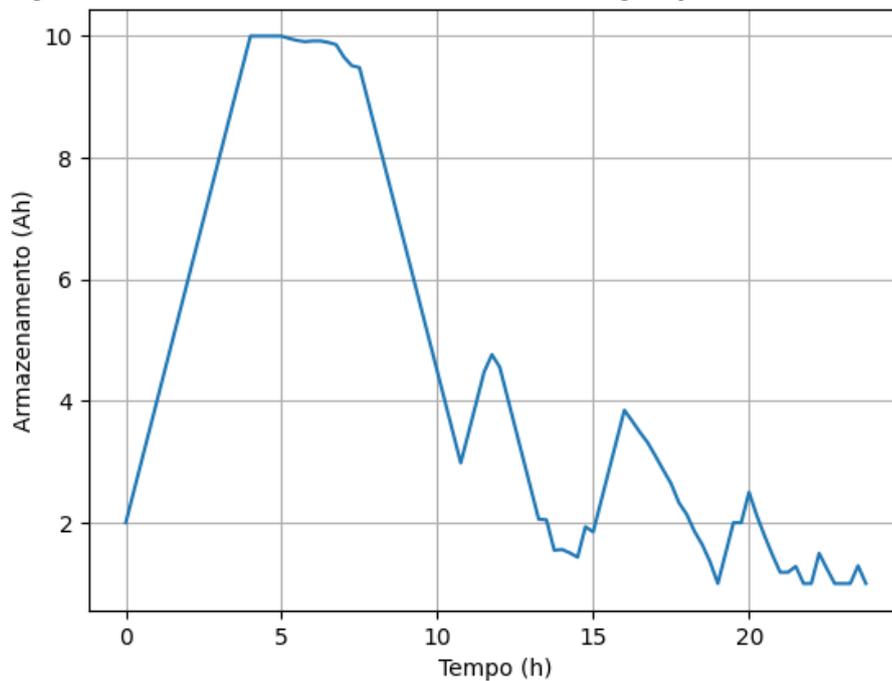


Fonte: próprio autor.

As figuras 21 e 22 apontam que inicialmente o preço no Mercado Spot é mais barato consequentemente há compra de energia será nesse mercado, porém ao passo em que a demanda nesse mercado cresce seu valor também cresce. Porém, ao adentrar no período de geração fotovoltaica ocorre um aumento na oferta de energia elétrica e com o os preços no Mercado Bilateral menores, ocasionando uma diminuição do preço no Mercado Spot. Mas ao fim do período de geração fotovoltaica chega ao fim de seu horário de produção e as baterias já não têm carga o suficiente para compensar a demanda e os preços no Mercado Spot voltam a aumentar. Este aumento ultrapassa o valor no Mercado Bilateral, assim sendo mais vantajoso a compra neste mercado.

4.2.2 Configuração 2: tarifa com dois postos horários

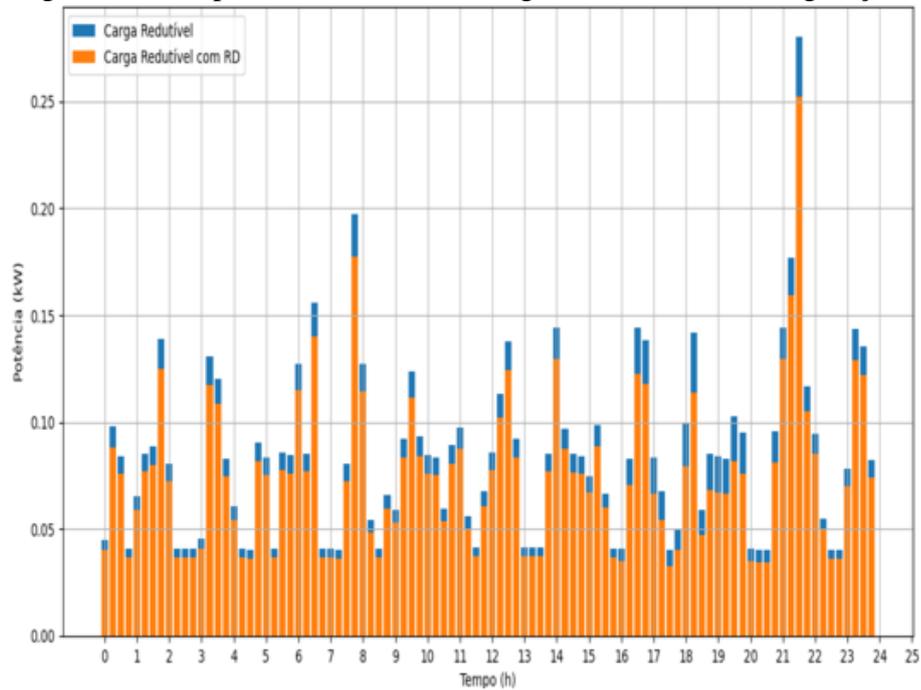
Figura 23 – Sistema de armazenamento na configuração 2.



Fonte: próprio autor.

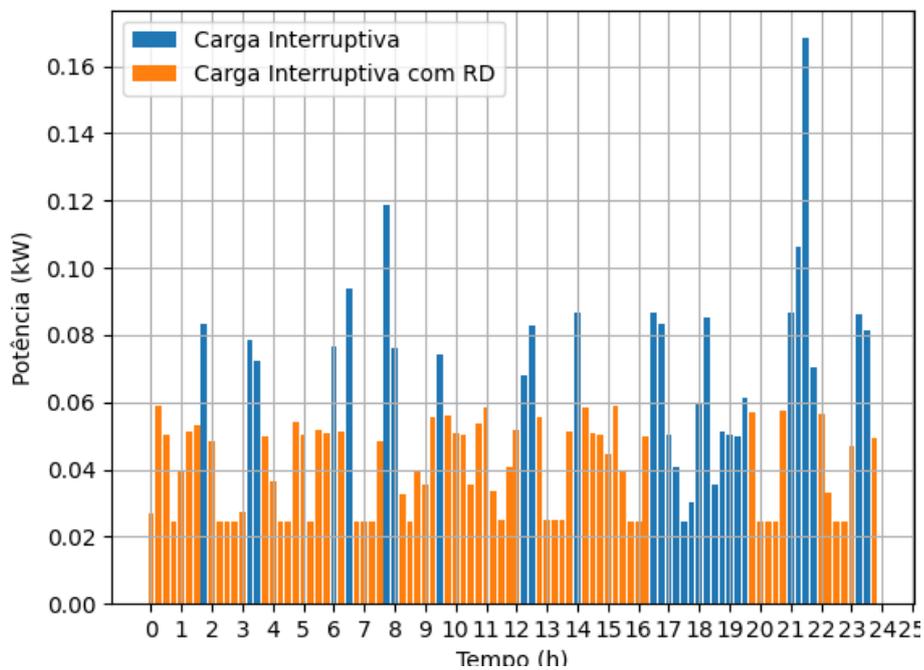
Na figura 23 nota-se que o sistema de armazenamento se comporta de maneira idêntica ao sistema na configuração 1. Assim, inicialmente as baterias são carregadas e ao chegar em sua carga máxima o sistema as utiliza para atender a demanda, porém, há maiores períodos ao longo do dia em que elas são carregadas, pois, como não um posto com tarifa intermediária não há necessidade da utilização para diminuir a demanda.

Figura 24 – Resposta a demanda das cargas redutíveis na configuração 2



Fonte: próprio autor.

Figura 25 – Resposta a demanda das cargas interruptivas na configuração 2

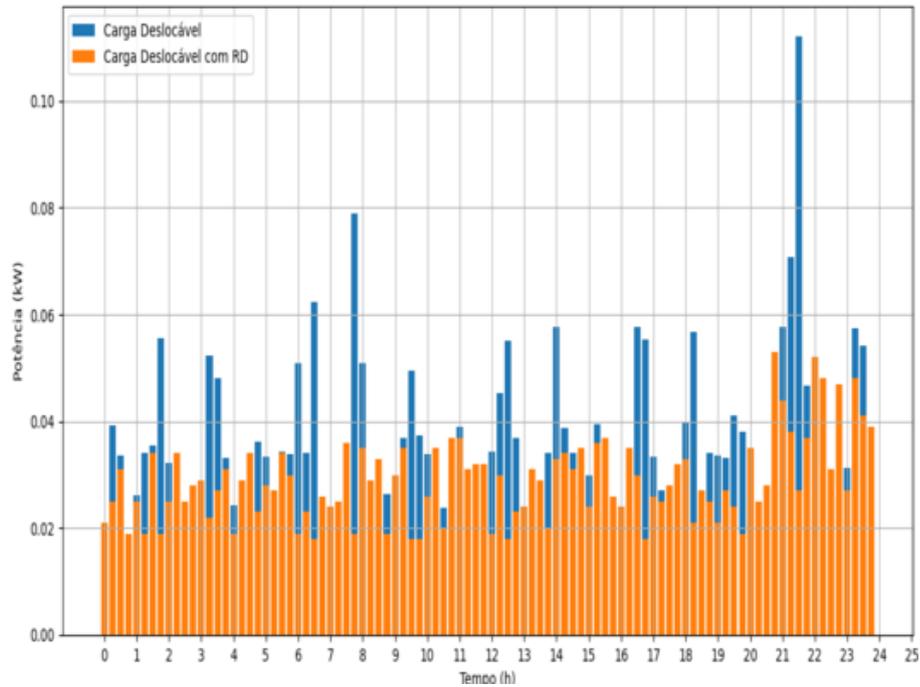


Fonte: próprio autor.

Nas figuras 24, 25 e 34 o comportamento da curva de carga das três categorias também foi idêntica a da configuração 1. Na qual as cargas redutíveis tiveram pouca redução a mediada que a tarifa do posto horário é menor. Já as cargas interruptivas tiveram interrupções em

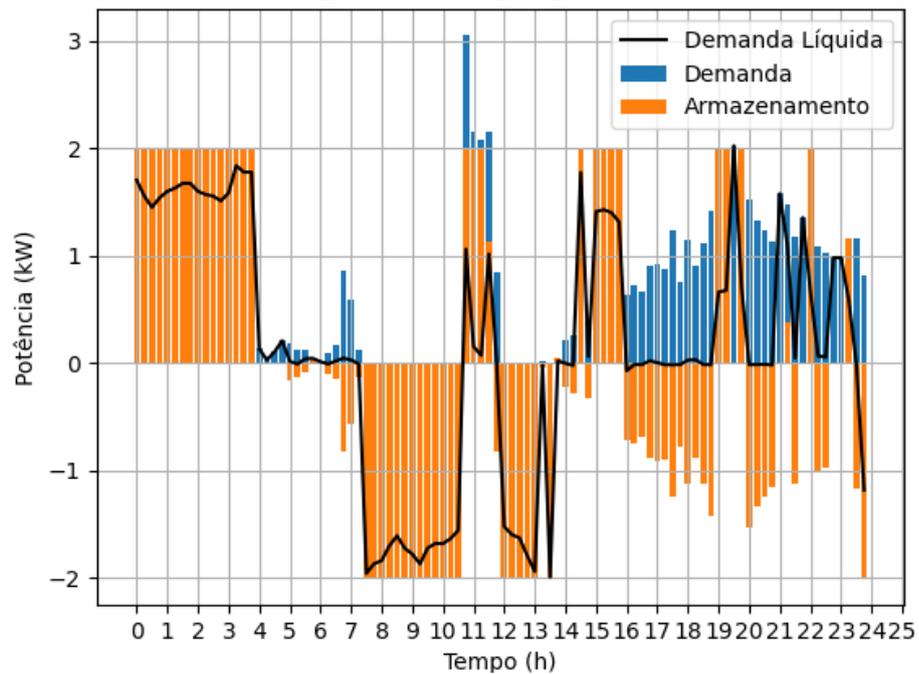
horários em que as cargas reduzíveis demandavam mais potências e por fim, houve deslocamento de carga em praticamente todos os picos.

Figura 26 – Resposta a demanda das cargas deslocáveis na configuração 2



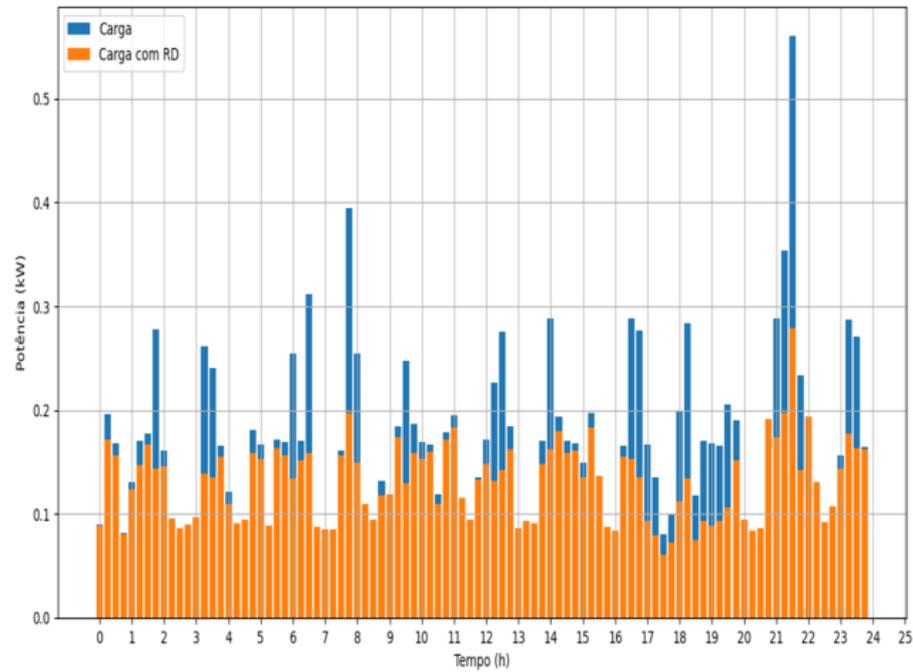
Fonte: próprio autor.

Figura 27 – Demanda líquida na configuração 2



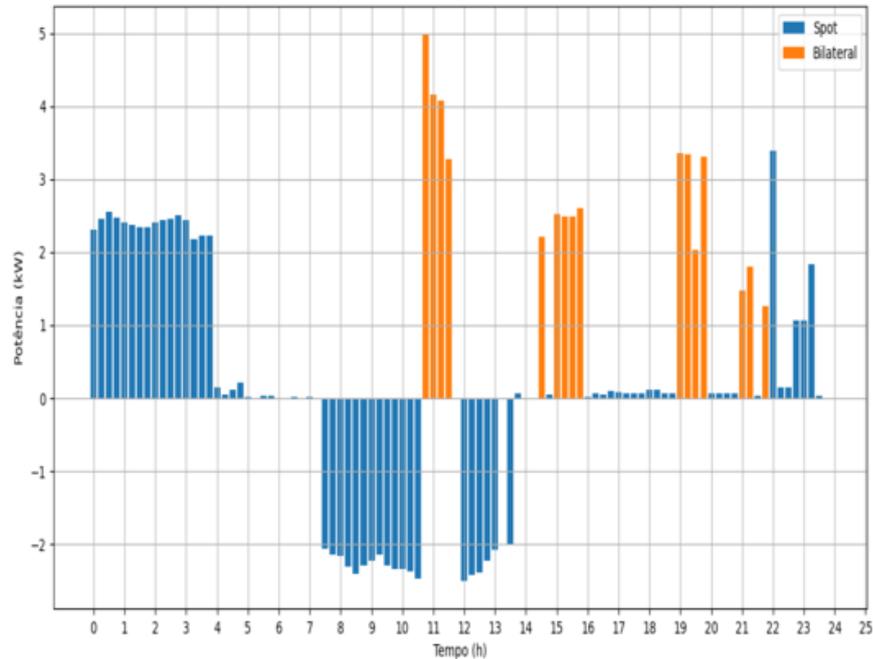
Fonte: próprio autor.

Figura 28 – Resposta a demanda na configuração 2



Fonte: próprio autor.

Figura 29 – Negociação de energia nos mercados na configuração 2

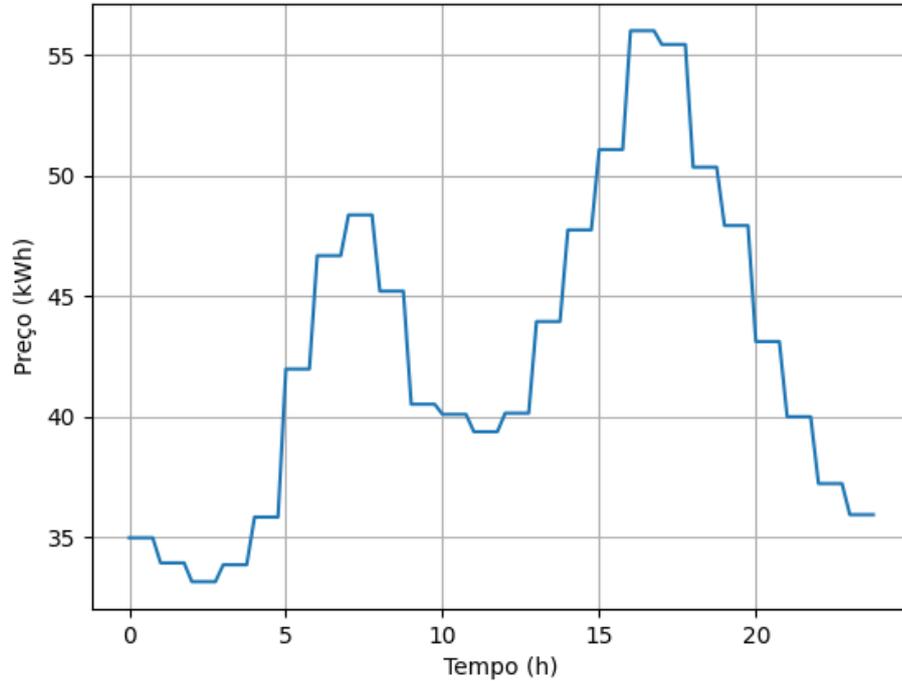


Fonte: próprio autor.

Portanto, para a configuração 2 nota-se que os resultados são semelhantes, isto deve-se ao fato que a tarifa em ambas as configurações 1 e 2 é muito parecida, a diferença se dá pelo posto horário a menos que a configuração 2 tem em relação a 1. Portanto, percebe-se que o sistema de armazenamento tem um comportamento idêntico, mas no período de ponta ver que a

carga da bateria para ser possível o deslocamento de energia deste horário para outro. Os preços e a negociação de energia foram praticamente os mesmos da configuração 1.

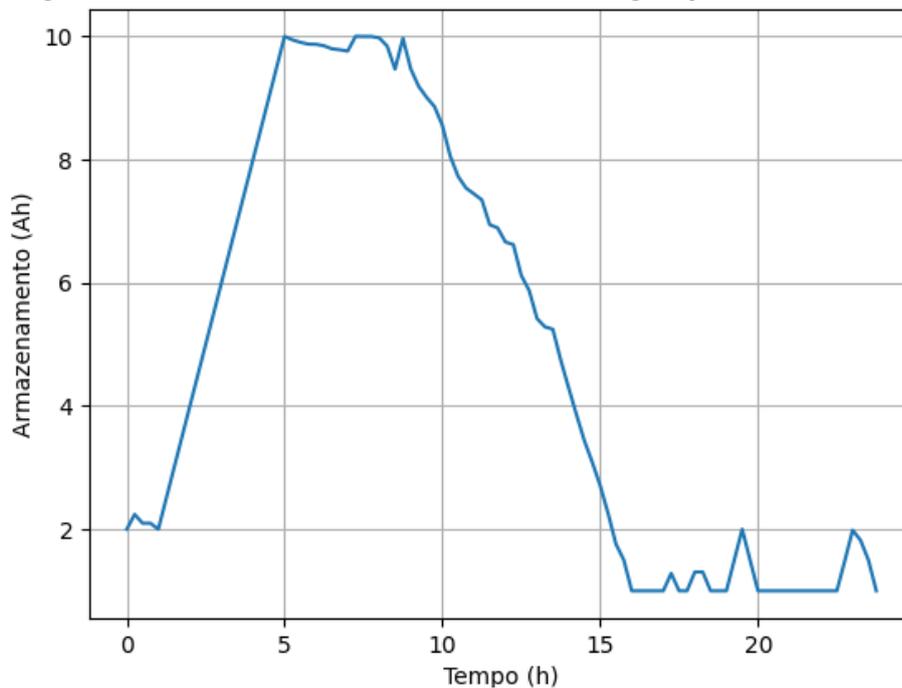
Figura 30 – Preço no mercado spot na configuração 2



Fonte: próprio autor.

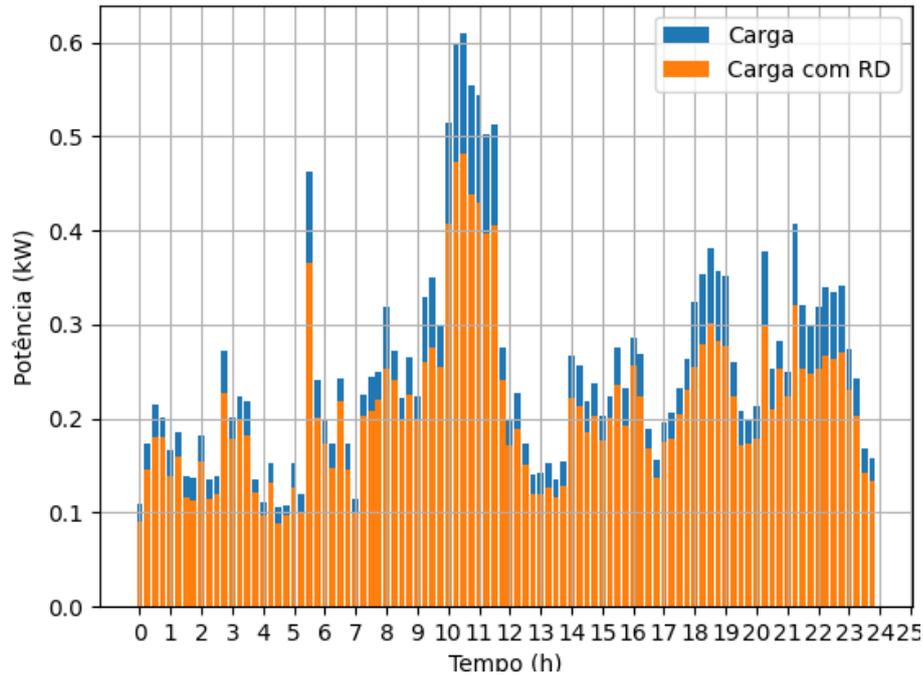
4.2.3 Configuração 3: tarifa com base no mercado spot

Figura 31 – Sistema de armazenamento na configuração 3.



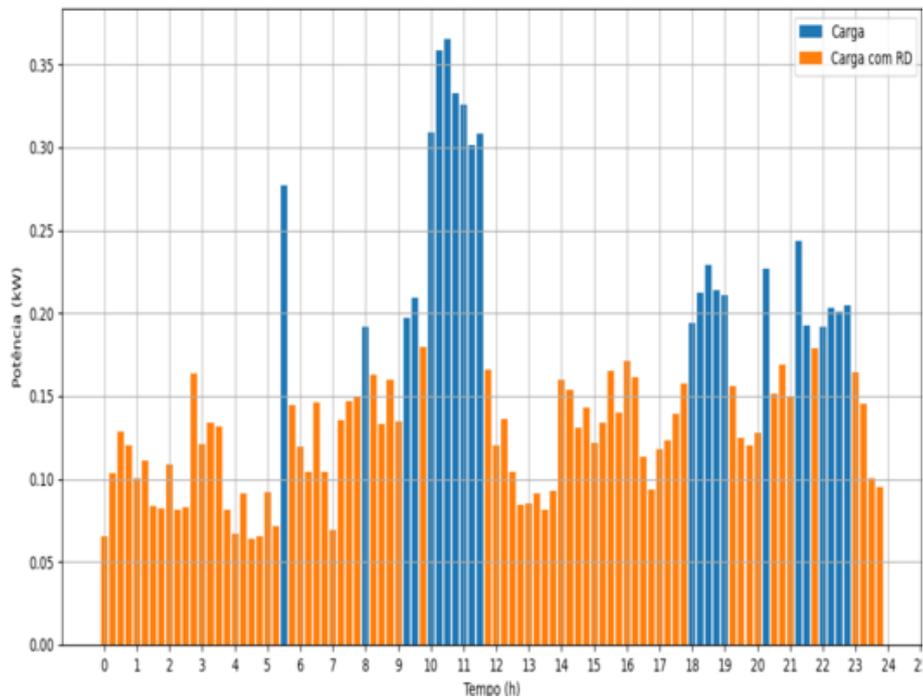
Fonte: próprio autor.

Figura 32 – Resposta a demanda das cargas redutíveis na configuração 3



Fonte: próprio autor.

Figura 33 – Resposta a demanda das cargas interruptivas na configuração 3

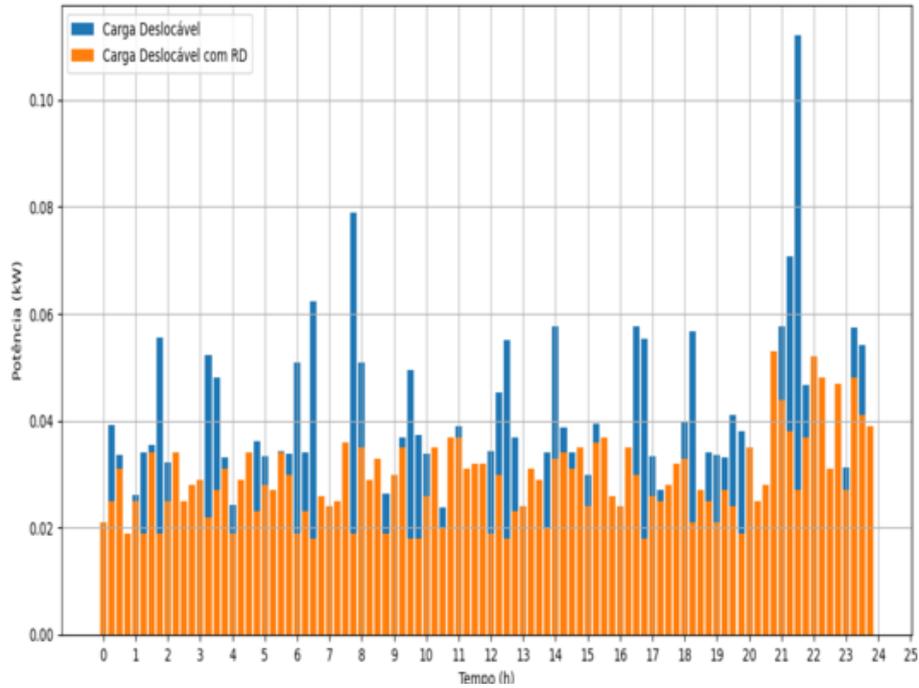


Fonte: próprio autor.

Na configuração 3 assim como nas configurações 1 e 2 o SOC tem comportamento parecidos. Percebe-se que as primeiras horas as baterias serão carregadas, mas o uso delas é tem um ritmo de descarga é mais lento isso se deve ao fato de que o fato de a tarifa ser baseado no

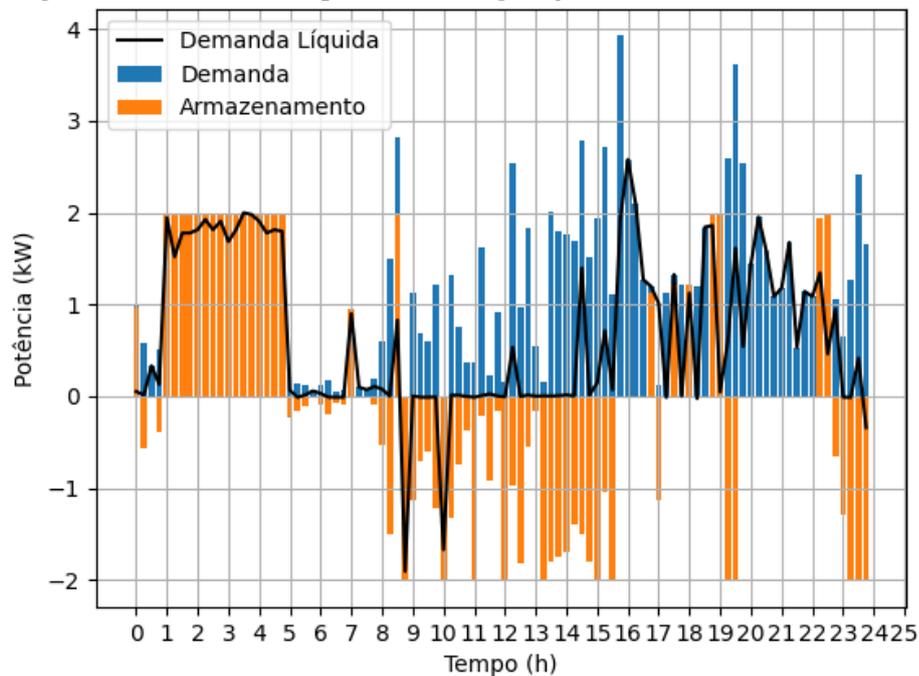
Mercado Spot o prosumidor se comporta com mais cautela, ou seja, há redução e interrupção das cargas e o deslocamento de carga que apesar das tarifas não serem fixas a curva de preço do Mercado Spot tem um padrão definido.

Figura 34 – Resposta a demanda das cargas deslocáveis na configuração 2



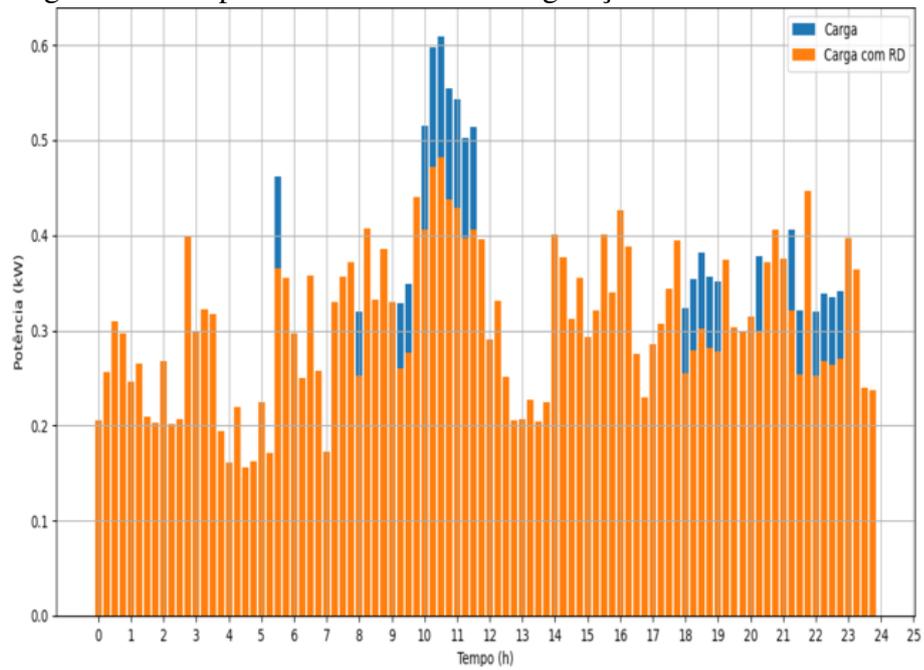
Fonte: próprio autor.

Figura 35 – Demanda líquida na configuração 3



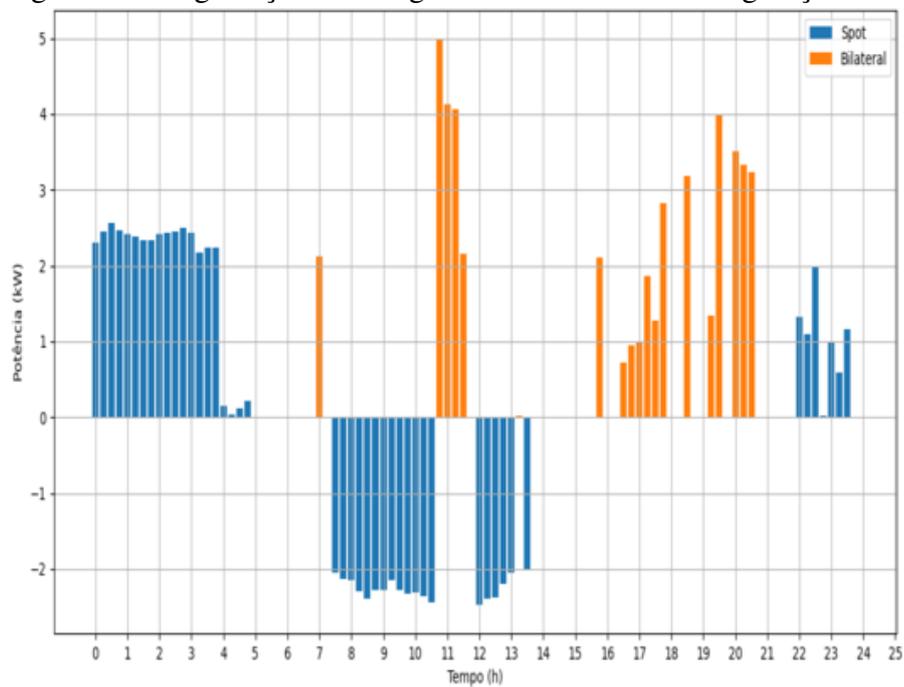
Fonte: próprio autor.

Figura 36 – Resposta a demanda na configuração 3



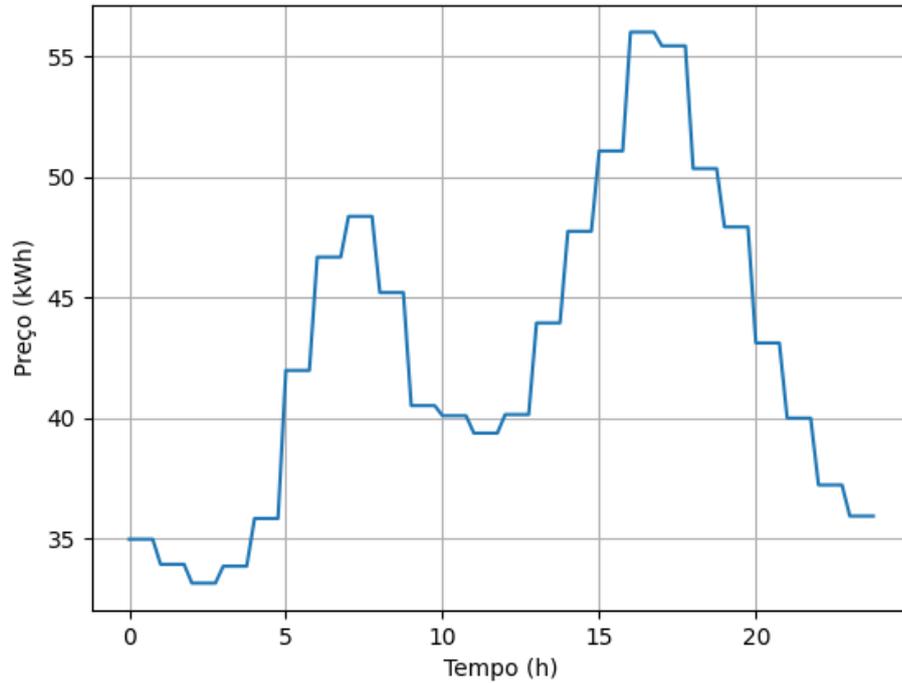
Fonte: próprio autor.

Figura 37 – Negociação de energia nos mercados na configuração 3



Fonte: próprio autor.

Figura 38 – Preço no mercado spot na configuração 3



Fonte: próprio autor.

Como dito no parágrafo anterior, a curva de preço do Mercado Spot segue um padrão definido pois apesar das políticas de RD o padrão de consumo ainda prevalece além disso a geração de energia distribuída e um sistema de armazenamento de energia que suprem e até ultrapassam os valores de demanda consumida que ocasiona uma redução em certos horários nos preços do Mercado Spot. Este padrão também é visto na curva de energia negociada em ambos os mercados.

A Tabela 4 resume os resultados numéricos com relação a energia adquirida pelo prosumidor nos mercados. Vê-se que, com a RD, geração fotovoltaica e o sistema de armazenamento de energia nas configurações 1 e 2 o prosumidor conseguiu suprir maior parte de sua demanda, em alguns momentos vendendo energia sobressalente. Na configuração 3 vemos que apesar do prosumidor suprir boa parte da demanda, ainda assim necessitou adquirir energia no Mercado Spot.

Tabela 4 – Energia adquirida pelo prosumidor

Configuração escolhida	Total (kWh)	Energia adquirida			
		Mercado futuro (kWh)	Mercado spot (kWh)	Mercado futuro (%)	Mercado spot (%)
1	48,94	44,67	4,27	91,73	8,72
2	48,06	45,86	2,20	95,42	4,58
3	49,78	31,09	18,69	62,45	37,55

Fonte: Próprio autor.

Na tabela 5 resume os resultados numéricos com relação a curva de carga sem e com a RD. Vê-se que, as configurações 1 e 2 apresentam semelhanças em que a redução percentual de energia, porém na configuração 2 houve uma redução maior. Esse fato se deve ao posto horário intermediário que está presente na configuração 1 que apesar de ser um valor acima da tarifa no posto horário de fora de ponta, ainda é um valor que não induz o prosumidor a diminuir seu consumo. Na configuração 3, tanto com ou sem RD a curva de carga foi menor e isto se deve ao fato de que a tarifa sendo baseada no Mercado Spot na qual a variação da tarifa é maior, gerando incertezas ao prosumidor.

Tabela 5 – Resposta a demanda

Configuração escolhida	Demanda consumida			
	Demanda sem RD (kWh)	Demanda com RD (kWh)	Redução (kWh)	Redução (%)
1	19,85	17,30	2,55	12,85
2	21,10	17,62	3,48	16,50
3	14,83	11,98	2,85	19,21

Fonte: Próprio autor.

Por fim, na tabela 6 resume o preço médio da energia no Mercado Spot. Pode-se perceber que devido ao prosumidor necessitar de menos energia do Mercado Spot nas configurações 1 e 2 o preço médio é menor que na configuração 3. Ou seja, lei de oferta e demanda em que basicamente uma maior procura (demanda) em conjunto com uma oferta menor ocasiona uma elevação no preço.

Tabela 6 – Preço médio no Mercado Spot

Configuração escolhida	Preço
1	42,67
2	39,91
3	48,15

Fonte: Próprio autor.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusão

O modelo possui dois ambientes de contratação: O primeiro é o Mercado Futuro que funciona semanalmente e conta com tarifas fixas e que são informadas com um certo tempo de antecedência, o outro é um mercado em que as tarifas são variáveis, ou seja, os valores são dados em tempo real e conta com duração de 15 minutos, esse ambiente de contratação é o Mercado Spot. Além disso, foi incrementado um programa de gerenciamento pelo lado da demanda, o programa escolhido tem como base a resposta da demanda um dos dois tipos de GLD e o meio que o programa utiliza são os incentivos financeiros (com base em preço).

O modelo de mercado foi construído se utilizando da modelagem matemática de seus componentes e aplicada usando a programação estocástica. A otimização estocástica possibilitou que haja um equilíbrio entres os dois tipos de mercados e o programa de . A função da otimização estocástica foi de encontrar o valor de equilíbrio para a contratação de energia no Mercado Futuro e Mercado Spot. Outro ponto de otimização é em relação à política de resposta da demanda, como dito anteriormente, o programa escolhido foi baseado em preço, e no Mercado Spot o equilíbrio se dá pelas ofertas e demandas que os consumidores e varejistas lançavam no mercado, pois com abertura de mercado tanto consumidores quanto varejistas podem comprar e vender energia. Assim, as cargas foram divididas em três tipos redutíveis, interrompíveis e deslocáveis, logo a otimização é necessária para que tanto o consumidor quanto a varejista não saíssem prejudicados. Assim, o modelo de mercado leva em consideração o ponto que os sistemas de potência estão cada vez mais integrados e os recursos energéticos da rede de distribuição estão mais suscetíveis a um controle não somente pela a fornecedora de energia, mas também pelos consumidores e que juntos possam chegar a um estabilização de preço no Mercado Spot.

Dessa forma, os resultados apresentados mostram que o Mercado Futuro é o ambiente em que os prosumidores podem contratar valores de potência base, isto significa, que é um mercado em que demanda necessária pode ser suprimida sem risco de falta. A resposta da demanda nesse mercado mostrou eficácia em fazer os consumidores mudarem o seus comportamentos em relação ao consumo de energia, sobretudo em deslocar as cargas dos picos (momentos de alta demanda) da curva de carga para os vales (momentos de menor demanda) da curva de carga.

Enquanto que no Mercado Spot em que a negociação de energia tem mais variabili-

dade devido a oferta e demanda, isto é, como mercado funciona em tempo real as negociações ficam suscetíveis a disponibilidade e consumo de energia elétrica. Portanto, a resposta da demanda nesse mercado se mostrou um pouco diferente do que foi visto no Mercado Futuro sobretudo pelo fato dos prossumidores optarem que apenas as cargas redutíveis e interrompíveis se mostraram mais os prossumidores optaram por praticar os programas de , enquanto as cargas deslocáveis se mostraram não vantajosas nesse tipo de mercado em que a variação de preço e de geração distribuída prevalece.

5.2 Trabalhos futuros

É deixada como sugestões para trabalhos futuros:

- Modelar e incluir veículos elétricos como um *devices* na simulação e análise dos impactos de sua presença na rede;
- Incluir a varejista na simulação para avaliar a dinâmica dos *prossumidores* no Mercado Futuro;
- Modelar a curva de oferta da varejista no Mercado Spot, considerando variações de curva a serem utilizadas dentro de um mesmo posto horário;
- Modelar a topologia da rede, em um simulador para analisar o impacto do modelo de mercado nos níveis de tensão, perdas e congestionamento da rede.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Tarifas e Informações Econômico-Financeiras**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>. Acesso em: 25 mai. 2022.
- BEHRANGRAD, M. A review of demand side management business models in the electricity market. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 47, n. C, p. 270–283, 2015.
- Benchmark-Datensatz für Netzanalyse. **SimBench**. Disponível em: <<https://simbench.de/en/>>. Acesso em: 14 mai. 2021.
- BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to stochastic programming**. [S. l.]: Springer Science & Business Media, 2011.
- FAIA, R.; FARIA, P.; VALE, Z.; SPINOLA, J. Demand response optimization using particle swarm algorithm considering optimum battery energy storage schedule in a residential house. **Energies**, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 9, p. 1645, 2019.
- GELLINGS, C. W.; CHAMBERLIN, J. H. Demand-side management: concepts and methods. The Fairmont Press Inc., Lilburn, GA, 1987.
- GUIMARAES, P. H. V.; MURILLO, A.; ANDREONI, M.; MATTOS, D. M.; FERRAZ, L. H. G.; PINTO, F. A. V.; COSTA, L. H. M.; DUARTE, O. Comunicação em redes elétricas inteligentes: Eficiência, confiabilidade, segurança e escalabilidade. **Minicursos do Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores-SBRC**, p. 101–164, 2013.
- HUSSAIN, H. M.; JAVAID, N.; IQBAL, S.; HASAN, Q. U.; AURANGZEB, K.; ALHUSSEIN, M. An efficient demand side management system with a new optimized home energy management controller in smart grid. **Energies**, v. 11, n. 1, 2018.
- LEZAMA, F.; SOARES, J.; HERNANDEZ-LEAL, P.; KAISERS, M.; PINTO, T.; VALE, Z. Local energy markets: Paving the path toward fully transactive energy systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 5, p. 4081–4088, 2019.
- Pecan Street Inc. **Dataport – Pecan Street Inc**. Disponível em: <<https://www.pecanstreet.org/dataport/>>. Acesso em: 14 mai. 2022.
- Pyomo.org. **PYOMO**. Disponível em: <<http://www.pyomo.org/>>. Acesso em: 2 abr. 2021.
- SINGH, A.; DOOLLA, S.; BANERJEE, R. Demand side management. **Encyclopedia of sustainable technologies**, p. 487–496, 2017.
- TAVARES, T. M. Modelo de mercado varejista de eletricidade para sistemas de distribuição ativos. 2019. 78 f. monografia. **(Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará**, Fortaleza, 2019.
- UK POWER NETWORKS. **SmartMeter Energy Consumption Data in London Households**. [s.d.]. Disponível em: <<https://data.london.gov.uk/dataset/smartmeter-energy-use-data-in-london-households>>. Acesso em: 20 nov. 2021.
- YOO, T. H.; PARK, H.; PARK, J.-K. Determining the interruptible load with strategic behavior in a competitive electricity market. **Energies**, v. 8, n. 1, p. 257–277, 2015.