



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

TALES MOREIRA TAVARES

**MODELO DE MERCADO VAREJISTA DE ELETRICIDADE PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO ATIVOS**

FORTALEZA
2019

TALES MOREIRA TAVARES

MODELO DE MERCADO VAREJISTA DE ELETRICIDADE PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO ATIVOS

Trabalho final de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. M. Sc. Lucas Silveira Melo.

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

T233m Tavares, Tales Moreira.

Modelo de Mercado Varejista de Eletricidade para Sistemas de Distribuição Ativos / Tales Moreira
Tavares. – 2019.
78 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Me. Lucas Silveira Melo.

1. Mercado de Eletricidade. 2. Recurso Energético Distribuído. 3. Resposta da Demanda. 4. Precificação
em Tempo Real. 5. Otimização Estocástica. I. Título.

CDD 621.3

TALES MOREIRA TAVARES

MODELO DE MERCADO VAREJISTA DE ELETRICIDADE PARA SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO ATIVOS

Trabalho final de curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

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

Profª. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

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

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Maria Auristela Moreira Tavares e Francisco Tavares da Rocha Neto, por toda dedicação e apoio dados ao longo de minha vida.

Às minhas irmãs Thaís Moreira Tavares e Gisele Moreira Tavares, companheiras e confidentes, que sempre estiveram presentes nos momentos importantes.

Ao professor Lucas Silveira Melo, pelas orientações e pelo compartilhamento de ideias, que auxiliaram meu crescimento acadêmico e amadurecimento como pessoa.

Aos professores Raimundo Furtado Sampaio e Ruth Pastôra Saraiva Leão, pelo acolhimento oferecido no GREI, que contribuiu para a expansão dos meus conhecimentos.

Aos amigos de graduação, pela diversão e experiências vividas dentro e fora da universidade.

RESUMO

A grande presença de recursos energéticos distribuídos (RED), infraestrutura de comunicação e maior resposta de demanda são características esperadas para o futuro dos sistemas de potência. Esse rumo aponta para o surgimento de redes ativas de distribuição, cujo gerenciamento é um desafio para a atual estrutura do sistema elétrico. Parte dos problemas a serem enfrentados pelos operadores dessas novas redes consiste em promover a integração e controle dos RED, que são fontes de incertezas e variabilidades, como a geração solar fotovoltaica. Nesse cenário, a criação de um novo modelo de mercado de eletricidade se faz necessário para acomodar as novas características do sistema ao mesmo tempo em que se mantém o balanço energético do mesmo. Esse trabalho propõe um modelo de mercado varejista de eletricidade para redes de distribuição ativas que leva em consideração as fontes de incertezas provocadas pelas gerações distribuídas e promove o engajamento dos usuários por meio de tomada de decisões e incentivo à resposta da demanda de forma descentralizada. O modelo proposto conta com um ambiente de contratação futura e um ambiente de contratação em tempo real para a realização de transações energéticas. Esse modelo de mercado foi implementado em um simulador escrito em Python que utiliza otimização estocástica e precificação em tempo real para permitir aos consumidores uma participação ativa na utilização dos recursos da rede. Quatro sistemas de teste, com diferentes penetrações de geração distribuída, foram simulados e, em seguida, seus resultados foram analisados. Os resultados indicam que o modelo proposto se mantém estável e promove um gerenciamento adequado dos RED.

Palavras-chave: Mercado de Eletricidade. Recurso Energético Distribuído. Resposta da Demanda. Precificação em Tempo Real. Otimização Estocástica. Simulador.

ABSTRACT

The high presence of distributed energy resources (DER), communication infrastructure, and consumer demand response are expected features of power systems of the future. This path leads to the establishment of active distribution systems, the management of which is a challenge in the actual electricity system context. Some of the problems to be addressed by these new grid operators are the integration and control of the DER, that are sources of variety and uncertainty, such as solar photovoltaic generation. Therefore, a new electricity market model is needed, one that accounts for the system new characteristics whilst sustaining the energy balance of the grid. This work proposes a retail electricity market model for active distribution grids that addresses the sources of uncertainty caused by distributed generation, and promotes user engagement by allowing decision-making and demand responsiveness in a decentralized way. The proposed model uses two contract environment to conduct energy transactions: a future and real time contract environment. This market model was implemented as a Python simulator that uses stochastic optimization and real-time pricing as a mean of enabling consumers to active participate in the use of the grid's energy resources. Four test systems with different distributed generation penetration were simulated and the results analysed. The results showed that the proposed model maintains stability and allows for proper DER management.

Keywords: Electricity Marke. Distributed Energy Resources. Demand Response. Real-Time Pricing. Stochastic Optimization. Simulator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo 1: monopólio verticalmente integrado.....	18
Figura 2 – Modelo 2: comprador único.....	19
Figura 3 – Modelo 3: competição atacadista.....	20
Figura 4 – Modelo de mercado atacadista competitivo.....	21
Figura 5 – Formação de preço em pool de energia.....	22
Figura 6 – Modelo 4: competição varejista.....	23
Figura 7 – Rede de distribuição ativa.....	29
Figura 8 – Grafo em árvore de um processo estocástico.....	34
Figura 9 – Agentes do sistema de distribuição simulado.....	40
Figura 10 – Negociação no Mercado Futuro.....	41
Figura 11 – Negociação no Mercado Spot.....	42
Figura 12 – Geração do cenário de uma semana.....	49
Figura 13 – Redução de cenários.....	50
Figura 14 – Processo de geração e redução de cenários de potência e preços.....	51
Figura 15 – Estrutura em árvore do problema.....	52
Figura 16 – Rotina simulation do Controller.....	57
Figura 17 – Mercado Futuro.....	58
Figura 18 – Mercado Spot.....	59
Figura 19 – Agregador recolhe os lances.....	60
Figura 20 – Agregador retorna preços ótimos aos agentes.....	61

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo médio	63
Gráfico 2 – Ofertas da Varejista no Mercado Spot	64
Gráfico 3 – Oferta dos Devices no Mercado Spot.....	65
Gráfico 4 – Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 0% de geração PV	66
Gráfico 5 – Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 15% de geração PV	66
Gráfico 6 – Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 30% de geração PV	67
Gráfico 7 – Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 60% de geração PV	67
Gráfico 8 – Preço médio ao longo de um dia no Mercado Spot	68
Gráfico 9 – Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 0% de geração PV.....	69
Gráfico 10 – Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 15% de geração PV.....	69
Gráfico 11 – Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 30% de geração PV.....	70
Gráfico 12 – Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 60% de geração PV.....	70
Gráfico 13 – Potência da rede observada pela Varejista: sistema 0% de geração PV	71
Gráfico 14 – Potência da rede observada pela Varejista: sistema 15% de geração PV	71
Gráfico 15 – Potência da rede observada pela Varejista: sistema 30% de geração PV	72
Gráfico 16 – Potência da rede observada pela Varejista: sistema 60% de geração PV	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Postos horários e tarifas	64
Tabela 2 – Energia e dinheiro transacionado pela Varejista nos mercados	73
Tabela 3 – Energia adquirida por prossumidor nos mercados	74
Tabela 4 – Dinheiro gasto por prossumidor nos mercados	74

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Contextualização	12
1.2	Justificativa	12
1.3	Objetivos	13
<i>1.3.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	13
<i>1.3.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	13
1.4	Metodologia	13
1.5	Estrutura do Trabalho	13
2	SETOR ELÉTRICO E MERCADOS DE ELETRICIDADE	15
2.1	Histórico do setor elétrico mundial e brasileiro	15
2.2	Estrutura do setor elétrico e modelos de mercado de eletricidade	18
<i>2.2.1</i>	<i>Modelo 1: monopólios verticalmente integrados</i>	18
<i>2.2.2</i>	<i>Modelo 2: comprador único</i>	19
<i>2.3.3</i>	<i>Modelo 3: competição atacadista</i>	20
<i>2.3.3.1</i>	<i>Contratação Bilateral</i>	20
<i>2.3.3.2</i>	<i>Pool de Energia</i>	21
<i>2.2.4</i>	<i>Modelo 4: competição varejista</i>	22
2.3	Argumentações contra e a favor dos mercados varejistas competitivos	23
2.4	Mercado de eletricidade brasileiro	26
2.5	Novas perspectivas dos sistemas de distribuição	28
3	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA	32
3.1	Variáveis aleatórias e processos estocásticos	32
3.2	Decisões e estágios	33
3.3	Formulação matemática	34
3.4	Exemplo conceitual	35
3.5	Cenários: geração e redução	36
<i>3.5.1</i>	<i>Geração de cenários</i>	36
<i>3.5.2</i>	<i>Redução de cenários</i>	37
4	MODELO DE MERCADO VAREJISTA PROPOSTO	39
4.1	Arquitetura de mercado e agentes participantes	39
<i>4.1.1</i>	<i>Agentes atuando no sistema</i>	39
<i>4.1.2</i>	<i>Ambientes de contratação de energia</i>	40

4.1.2.1	<i>Mercado Futuro</i>	40
4.1.2.2	<i>Mercado Spot</i>	41
4.2	Modelagem em Python	43
4.2.1	<i>Características do sistema simulado</i>	43
4.2.2	<i>Classes do simulador</i>	43
4.2.2.1	<i>Controller</i>	43
4.2.2.2	<i>Retailer</i>	44
4.2.2.3	<i>Prosumer e Device</i>	44
4.2.2.4	<i>Aggregator</i>	45
4.2.3	<i>Dados do simulador</i>	45
4.2.3.1	<i>Dados do PV Generation</i>	45
4.2.3.2	<i>Dados Demand Load</i>	46
4.2.3.3	<i>Dados de Aggregator</i>	46
4.2.4	<i>Otimização e Pyomo</i>	47
4.2.4.1	<i>Formulação estocástica</i>	47
4.2.4.2	<i>Geração e redução de cenários</i>	48
4.2.4.2	<i>Pyomo/PySP</i>	50
4.2.4.2.1	<i>Modelagem e parâmetros</i>	52
4.2.4.2.2	<i>Otimizando o problema</i>	55
4.2.5	<i>Funcionamento do simulador</i>	56
4.2.5.1	<i>Métodos principais</i>	56
4.2.5.2	<i>Métodos secundários</i>	61
5	SISTEMAS DE TESTE	63
5.1	Configurações	63
5.2	Resultados e análises	66
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	75
6.1	Conclusão	75
6.2	Trabalhos futuros	76

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Ao longo do anos, os sistemas de potência avançaram rumo a uma maior liberalização devido, em parte, à procura por redução de custos e mercados mais eficientes (JOSKOW, 2008). Pelo fato de a estrutura dos mercados de eletricidade estar intimamente ligada à dos sistemas de potência, as mudanças introduzidas em uma demanda alterações na outra.

A indústria elétrica evoluiu, então, de sistemas verticalmente integrados em uma única empresa para sistemas complexos, com agentes atuando de forma competitiva nos mercados. Joskow (2008) e Hunt (2002) prescrevem passos e componentes ideais necessários a reformas do setor par fim de atingir sucesso no processo de liberalização.

Entretanto, o grau de liberalização atingida pelos países que puseram em prática essas reestruturações foi variado, com alguns deles conseguindo bons resultados. Diversos autores, como Joskow (2008), Hunt (2002) e Schor (2016) citam o modelo britânico como exemplo de liberalização bem sucedida, que após várias reformas implantou até mesmo mercados competitivos no varejo de energia elétrica.

Os sistemas de potência, porém, continuam a evoluir e, com essas mudanças, mesmo as prescrições padrões de reestruturação se tornam incompletas se não abordarem os novos desafios que surgem nesse novo cenário.

1.2 Justificativa

Espera-se que o desenvolvimento futuro dos sistemas de potência seja marcado por uma maior penetração de energias renováveis, eletrificação de veículos e instalações térmicas eficientes. Desta forma, o planejamento e operação do sistema, em especial no sistema de distribuição, serão altamente impactados principalmente pela instalação de recursos energéticos distribuídos e pela presença de maior resposta de demanda (WANG et al., 2015).

Os mercados atuais não são adequados para operar na presença desses novos sistemas de distribuição, que contam com a presença de grande quantidade de geração distribuídas espalhada na rede e de demanda responsiva, já que essas características geram incertezas e variabilidade que desafiam as operações do sistema (CONEJO; SIOSHANSI, 2018).

O uso de ferramentas que permitam gerenciar um sistema com várias fontes de incertezas e variabilidades se faz necessário, portanto. A utilização de otimização estocástica é uma opção nesse contexto. Conforme reportado por Soares et al. (2017), diversos trabalhos estudam o uso dessa ferramenta em problemas de despacho de energia em sistemas de transmissão, mas o tópico ainda precisa de avanços no segmento de distribuição.

1.3 Objetivos

Separam-se os objetivos desse trabalho em geral e específicos.

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral desse trabalho é propor um modelo de mercado de eletricidade varejista para sistemas de distribuição ativos e simular o modelo utilizando mecanismos de otimização.

1.3.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos desse trabalho são:

- a) Desenvolver, em linguagem Python, um simulador do modelo de mercado proposto;
- b) Modelar o processo de decisão dos consumidores da rede como um problema de otimização estocástica;
- c) Simular e analisar o mercado proposto em sistemas com diferentes penetrações de geração distribuída.

1.4 Metodologia

Neste trabalho, 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 e aprendizagem do uso de métodos matemáticos de otimização (programação estocástica) e da biblioteca Pyomo da linguagem Python. O desenvolvimento de software resultou em um simulador escrito em Python. Por fim, o mercado varejista foi simulado e analisado para comparação de resultados.

1.5 Estrutura do Trabalho

Esse trabalho é estruturado em seis capítulos.

O Capítulo 1 se refere à introdução do trabalho, com o intuito de contextualizar o tema, justificar o trabalho, apresentar seus objetivos e expor a metodologia utilizada.

O Capítulo 2 dedica-se a realizar uma introdução sobre os sistemas elétricos de potência, com ênfase nos tipos de mercados de energia existentes. O Capítulo 2 também tem por objetivo abordar as perspectivas futuras para os sistemas de potência, assim como uma discussão sobre as vantagens e problemas resultantes da abertura do mercado varejista à competição.

O Capítulo 3 traz um referencial teórico sobre a programação estocástica e discute alguns métodos de geração e redução de cenários.

O Capítulo 4 descreve o modelo de mercado varejista de eletricidade proposto e a sua implementação em Python, resultando em um simulador de mercado. Também explica-se a otimização estocástica utilizada durante a simulação e o processo de coleta e armazenamento de dados reais de consumo e geração de eletricidade para uso do simulador.

O Capítulo 5 descreve os sistemas de teste simulados e apresenta os resultados obtidos e análises realizadas após as simulações.

O Capítulo 6 traz as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

Por fim, apresenta-se as referências bibliográficas utilizadas durante o desenvolvimento do trabalho.

2 SETOR ELÉTRICO E MERCADOS DE ELETRICIDADE

Entende-se como mercado de energia elétrica o ambiente onde são conduzidas as negociações de compra e venda de energia de um sistema de eletricidade. O desenho de um mercado funcional está intimamente ligado à estrutura do sistema de potência no qual está inserido, portanto leva em consideração características como tipo de geração, comportamento e necessidades dos consumidores, a própria estrutura física do sistema de energia, entre outras. Este capítulo tem, portanto, o objetivo de apresentar um breve histórico da estrutura da indústria de eletricidade no mundo, explicar os modelos de mercados existentes e discorrer sobre possibilidades futuras para os mercados de energia elétrica.

2.1 Histórico do setor elétrico mundial e brasileiro

Os sistemas elétricos ao redor do mundo têm estrutura similar no que diz respeito à sua constituição física e operacional. São cinco as atividades principais da indústria da eletricidade: geração, transmissão, distribuição, comercialização e operação do sistema. Em geral, essas atividades eram verticalmente integradas em apenas uma única empresa (HUNT, 2002).

Nas últimas três décadas, porém, os sistemas de potência, integrados verticalmente e caracterizados por monopólios privados ou estatais, fizeram um movimento no sentido de liberalização, buscando, entre outros benefícios, a busca por redução de custos e mercados mais eficientes (JOSKOW, 2008).

De acordo com Hunt (2002) e Kopsakangas-Savolainen e Svento (2012), os principais motivos para o predomínio inicial de monopólios eram: o fato de os setores de transmissão e distribuição serem considerados monopólios naturais, ou seja, a eficiência dos mesmos seria reduzida com a entrada de competidores; a característica da economia de escala proporcionada por um sistema de geração centralizado; e as facilidades de coordenação e planejamento dos diversos setores do sistemas quando estes se concentram em uma única empresa. Os autores, juntamente com Joskow (2008), concordam que o surgimento, na época, de novas tecnologias de geração não justificavam mais a economia de escala obtida da geração centralizada. De forma semelhante, o desenvolvimento de computadores mais velozes facilitaram a coordenação de um sistema com mais agentes independentes.

Tendo sido desbancada parte dos motivos que justificavam a manutenção do monopólio e havendo pressões para a redução de custos e tarifas da eletricidade, os diversos

sistemas de potência ao redor do mundo puderam então passar por um processo de liberalização. Joskow (2008) destaca que um modelo ideal de liberalização envolve, dentre outros fatores, a privatização de monopólios estatais, a separação dos setores potencialmente competitivos (geração e comercialização) dos monopólios naturais (transmissão e distribuição), reestruturação horizontal dos segmentos de geração para participação em mercados competitivos, criação de regulações que permitam o acesso às redes de transmissão e distribuição pelos agentes geradores e compradores de energia, o desacoplamento dos custos de geração e de uso das redes de transmissão e distribuição nas tarifas repassadas aos consumidores e até a inclusão de competição no setor varejista.

Todavia, as mudanças adotadas por cada país, apesar de objetivarem uma maior desregulação, foram bastante variadas, pois dependeram das características específicas de cada setor elétrico, das motivações por trás das mudanças e das legislações locais. Assim, nem todos os países que sofreram reestruturação do setor elétrico atingiram o mesmo grau de desregulação ou os mesmos resultados.

O mercado britânico, por exemplo, é visto por muitos como exemplo de desregulação bem sucedida. Hunt (2002), Joskow (2008) e Schor (2016) explicam que, após várias reformas, o modelo de mercado competitivo adotado naquele país levou a preços menores de energia, além de melhorias na qualidade dos serviços.

Outro país que apresentou melhoras após liberalização do mercado foi a Argentina. Segundo Joskow (2008), antes da crise econômica argentina em 2002, o país apresentou melhorias em produtividade, presenciou mais investimentos em geração e uma redução nas perdas de distribuição após o processo de desregulação.

O estado do Texas, nos Estados Unidos, tem um mercado competitivo de energia bem sucedido (JOSKOW, 2008). Por outro lado, a experiência californiana é reconhecida por muitos como um exemplo de desregulamentação a ser estudada a fim de se evitar os erros cometidos no seu processo de liberalização do mercado. Até hoje, as causas reais da crise energética sofrida pela Califórnia nos anos 2000 são discutidas. Na época da liberalização do mercado, a política energética adotada no estado fez com que as tarifas de energia subissem, entretanto, a presença de um teto de preço limitava os valores das tarifas (SCHOR, 2016). A seca de 2000 que afetou a Califórnia elevou o consumo de energia, mas o teto de preço não incentivou a redução da demanda. Dessa maneira, a indisponibilidade de geração suficiente para suprir a demanda causou apagões e elevações nos custos de geração. Entretanto, ainda se debate se as faltas de disponibilidade de geração foram causadas propositalmente pelos produtores numa tentativa de aumentar as tarifas ou se decorreram de falhas não-intencionais

em equipamentos (JOSKOW, 2008). Por esses motivos, Schor (2016) argumenta que as causas da crise californiana não foram a liberação do mercado em si, mas as estratégias e regulações adotadas naquele cenário.

No cenário brasileiro, a indústria elétrica foi desenvolvida com capital privado, com forte influência do estado durante as décadas de 1930 a 1980. Nesse período, o setor experimentou crescimento ordenadamente e a inclusão de vários consumidores. Entretanto, a característica monopolista e a regulação tarifária faziam o sistema pouco eficiente. Conseqüentemente, o país sofreu racionamento e apagões em diversas regiões devido aos impactos da crise do petróleo de 1979 e à recessão dos anos 1980 (AVILÉS, 2009; SCHOR, 2016).

O Estado passou por reestruturações e, conseqüente, mudanças foram realizadas no setor elétrico durante a década de 1990. Essa série de mudanças, baseadas em consultoria internacional, dariam origem ao Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), cujas características eram: a desverticalização das áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização; a transformação dos segmentos de geração e comercialização em atividades competitivas; livre acesso de geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição; criação de um órgão regulador (ANEEL); criação de um operador nacional do sistema (ONS) e um ambiente de transação de compra e venda de energia elétrica (hoje a CCEE). As reformas do RE-SEB não foram consolidadas em sua totalidade, portanto, a desregulação alcançada não foi completa. Por fim, o Novo Modelo do setor elétrico brasileiro, instituído em 2004 após crise energética, criou dois ambientes de negociação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (FONTOURA, 2011).

Muito das mudanças geradas pela liberalização do setor energético no mundo contribuíram para a consolidação de mercados atacadistas. Nesses mercados, participam geralmente os geradores, os comercializadores, grandes consumidores e concessionárias de energia. Os pequenos consumidores (residências e pequenos comércios) ainda são, em sua maioria, atendidos exclusivamente pela distribuidora local. Logo, o acesso à competição se dá apenas no atacado e não no varejo.

Apesar disso, vários países já vêm colocando em prática ou experimentam com a abertura da competição a todos os consumidores, ou seja, a criação de um mercado varejista competitivo. Locais como Reino Unido, Noruega, Suécia, Nova Zelândia, Austrália, Argentina, Espanha, Alberta (CA) e vários estados dos EUA podem ser citados como exemplos de regiões em que esses mercados estão sendo ou já estão implantados (HUNT, 2002).

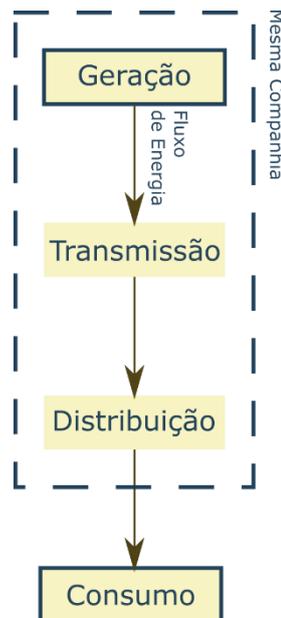
2.2 Estrutura do setor elétrico e modelos de mercado de eletricidade

Há uma variedade de modelos de mercado de eletricidade e estruturas do setor elétrico. Se faz necessário, portanto, classifica-los para facilitar comparação e análises. As ideias e classificações abordadas nessa seção foram retiradas de Hunt (2001), que classifica os sistemas de potência com base num aspecto histórico e evolutivo. Em complemento, as informações expostas em Mayo (2012) serão usadas para aprofundar as características de cada modelo e explicar o funcionamento de seus mercados, como, por exemplo, o processo de formação de preços.

2.2.1 Modelo 1: monopólios verticalmente integrados

Nesse modelo, todos os setores do sistema elétrico estão verticalmente integrados na forma de monopólios e, portanto, não há competição entre os agentes geradores. Todas as decisões são centralizadas, geralmente pelo governo, em prol de algum resultado: controle dos recursos de geração, redução de preços, economia de escala, etc. O diagrama da Figura 1 exemplifica o fluxo de energia entre os setores desse sistema.

Figura 1 – Modelo 1: monopólio verticalmente integrado

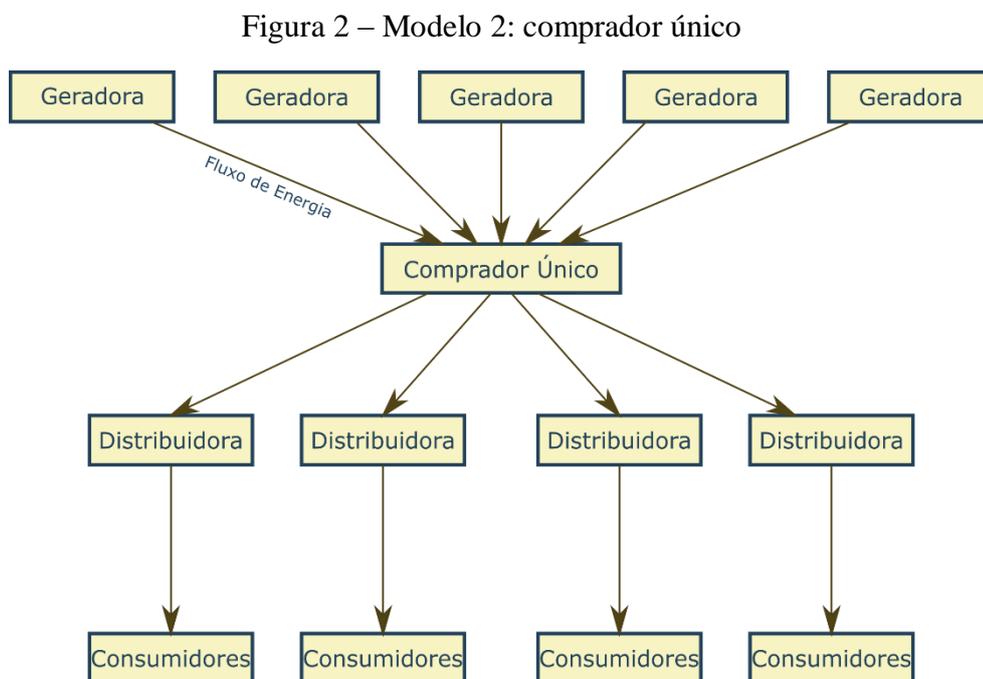


Fonte: Hunt (2002, com adaptações).

No Brasil, até 1930, o monopólio era inicialmente composto por empresas estrangeiras de capital privado que supriam a demanda energética dos principais centros urbanos do país, como a Light e Amforp. Esse sistema viria a ser modificado a partir do aumento das intervenções do Estado durante as décadas seguintes, representado pela criação da Eletrobrás em 1962. A Eletrobrás é uma empresa holding estatal que estaria encarregada de pôr em prática o Plano Nacional de Eletrificação. Como resultado, antes da reestruturação do sistema elétrico brasileiro, o setor de geração e transmissão ficaram marcados pela presença de empresas controladas pela Eletrobrás, enquanto o setor de distribuição era constituído por empresas locais privadas ou estatais (GOMES; VIEIRA, 2009).

2.2.2 Modelo 2: comprador único

Esse modelo tem por objetivo promover a competição no setor de geração como forma de atrair novas unidades geradoras para o sistema. Existe, entretanto, um comprador único responsável por adquirir a energia dos agentes produtores e repassá-la às concessionárias. O preço de venda é regulado e o comprador, em geral, busca as gerações mais baratas. Ainda existe, nesse modelo, um monopólio de venda da energia pelas distribuidoras aos consumidores finais, conforme ilustrado na Figura 2.

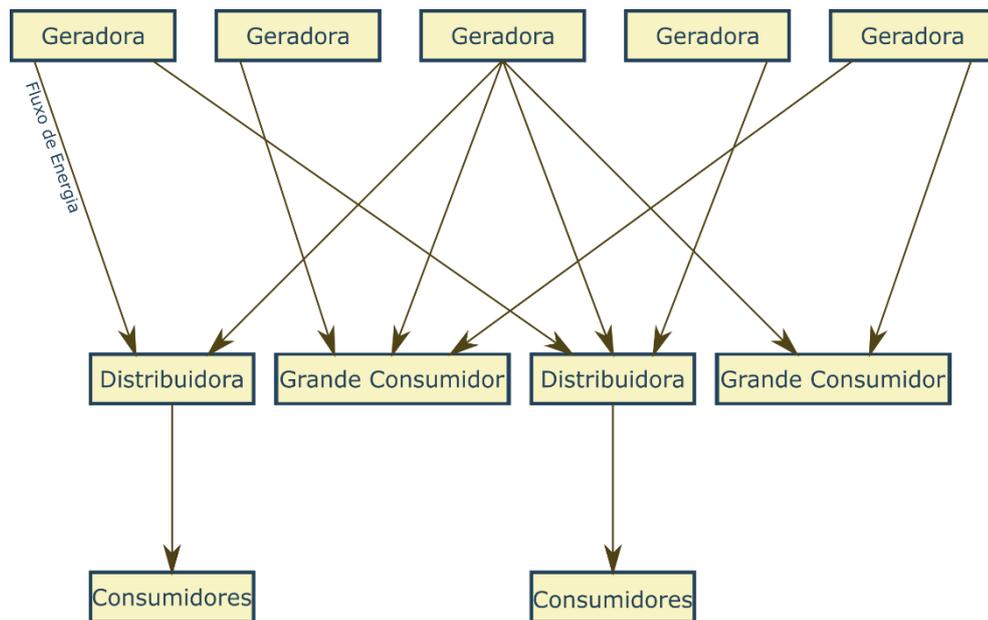


Fonte: Hunt (2002, com adaptações).

2.3.3 Modelo 3: competição atacadista

Nesse cenário, a figura do comprador único desaparece para que tanto as distribuidoras quanto os grandes consumidores possam negociar a compra de energia diretamente com as geradoras, caracterizando, portanto, um mercado de atacado realmente competitivo. A venda no varejo, entretanto, ainda é monopólio das empresas concessionárias. A Figura 3 esquematiza esse modelo.

Figura 3 – Modelo 3: competição atacadista



Fonte: Hunt (2002, com adaptações).

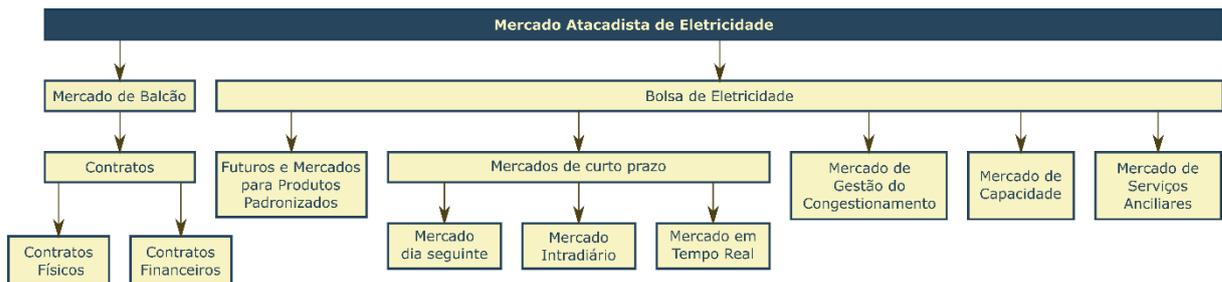
Os ambientes de negociação de energia no atacado são muito variados, mas tendem a seguir dois padrões (não mutuamente exclusivos): a contratação bilateral e o pool de energia.

2.3.3.1 Contratação Bilateral

Na contratação bilateral, o vendedor e o comprador negociam diretamente os termos do contrato de transação de energia, podendo, dessa forma, decidirem os preços, volumes transacionados, tempo de entrega e outras condições. Existem dois tipos de mercados de contratação bilateral: o mercado de balcão e as bolsas de eletricidade. No mercado de balcão, a negociação é feita por meio de contratos bilaterais não padronizados, nos quais os termos contratuais, exceto o volume negociado, não são divulgados publicamente. Já as bolsas de energia são mercados organizados, nos quais as ofertas são dadas pelos geradores e liquidadas

pelos compradores. As bolsas podem ser categorizadas, de acordo com horizonte de tempo de despacho da energia, em mercados futuros, do dia seguinte, intradiário, em tempo real, etc. O anonimato e a transparência dos preços de liquidação nas bolsas de energia contribuem para a formação de preços em outros mercados. A Figura 4 esquematiza as variações existentes de contratação bilateral.

Figura 4 - Modelo de mercado atacadista competitivo



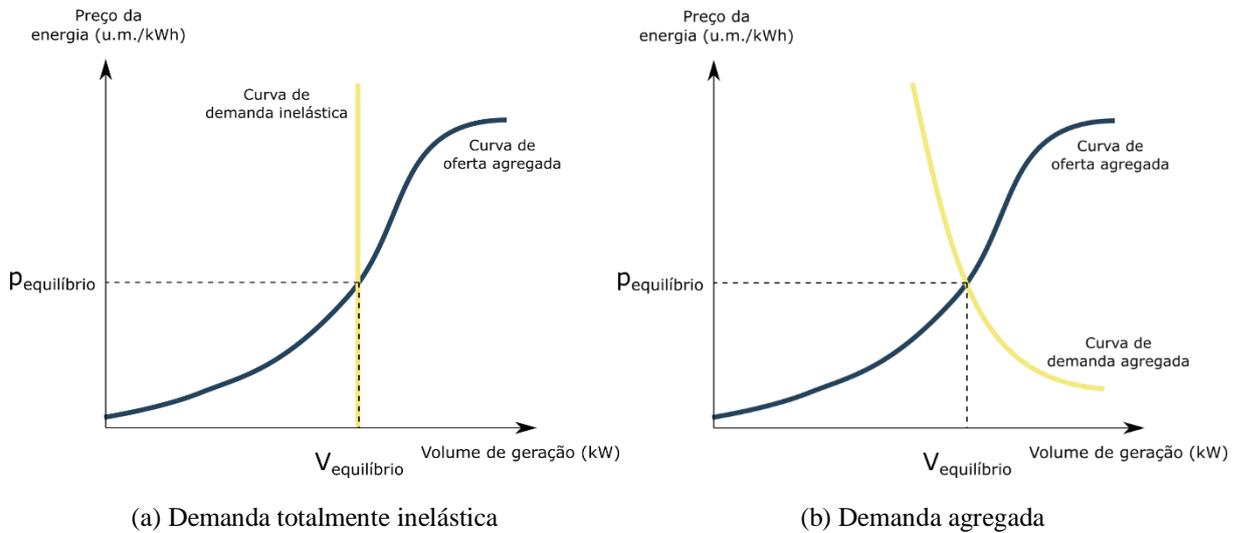
Fonte: Mayo (2012)

2.3.3.2 Pool de Energia

O outro ambiente de negociação competitiva no atacado é o pool de energia. O pool é um leilão com participação unilateral, no qual os geradores submetem seus lances a uma entidade central no formato de uma curva “preço vs volume” de energia. Em seguida, os lances são agregados por preço em uma curva total de oferta e o valor de demanda da rede é estimado como uma curva inelástica. O preço de liquidação de mercado é definido pela intercessão da curva de demanda com a curva de oferta agregada, garantindo que a energia seja adquirida pela menor tarifa, conforme indicado na Figura 5a. O operador do mercado, então, determina o valor de despacho de cada usina de acordo com seus lances individuais e o preço de liquidação do mercado.

Existe ainda pools de energia com participação bilateral, em que os compradores também submetem seus lances de compra. A Figura 5b mostra a formação de preços pelo encontro das curvas de oferta e demanda agregadas.

Figura 5 – Formação de preço em pool de energia



Fonte: Mayo (2012, com adaptações).

Dada a complexidade das transações de eletricidade no modelo atacadista competitivo, novos agentes são criados para possibilitar a coordenação do mercado com o sistema de potência e facilitar as negociações. Além do operador de mercado (aquele que conduz o mercado), cria-se a figura do operador do sistema, que tem a função de coordenar a programação e despacho das gerações, garantindo a operação confiável do sistema de potência. Outra entidade comum nesse modelo é a figura das comercializadoras. Estas são agentes com alto entendimento da dinâmica do mercado e que podem comprar e vender energia ou até atuar em nome de outros agentes nos ambientes de negociação.

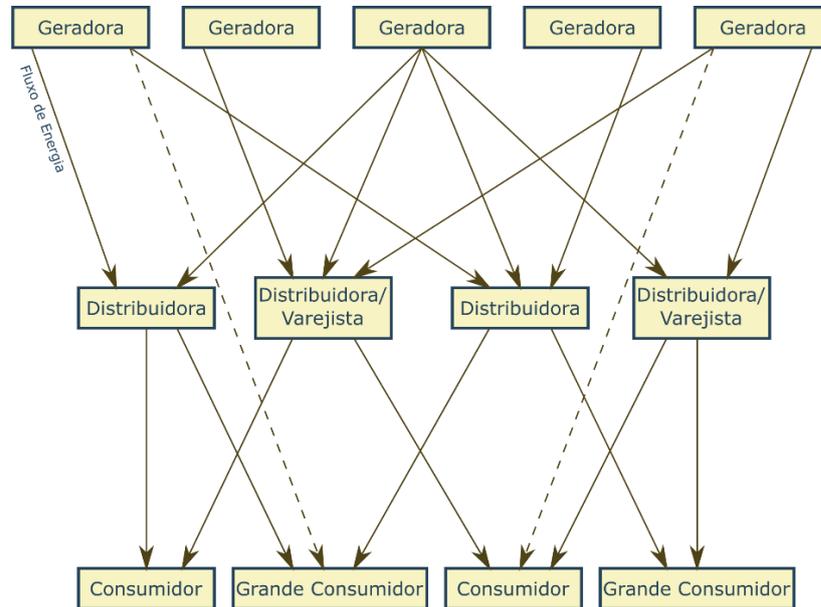
2.2.4 Modelo 4: Competição varejista

Nesse modelo, o mercado varejista é aberto à competição, permitindo aos consumidores escolher de quem comprar energia, em geral de um agregador ou varejista. A competição no varejo permite que as empresas provedoras de energia pressionem o setor de geração por preços menores e forneçam mercados mais líquidos para financiar novas plantas de geração. A Figura 6 esquematiza as transações de energia num mercado varejista competitivo.

A competição no varejo ainda não está largamente consolidada no mundo, mas está sendo implantado em diversos países, como Reino Unido, Nova Zelândia, Argentina, Noruega, dentre outros (HUNT, 2002). A abertura do mercado competitivo a todos os consumidores é

uma possibilidade que traz grandes desafios e requer mudanças nos sistemas de potência, sendo a questão central discutida neste trabalho.

Figura 6 – Modelo 4: competição varejista



Fonte: Hunt (2002, com adaptações).

2.3 Argumentações contra e a favor dos mercados varejistas competitivos

Seguindo o movimento de liberalização e desregulamentação sofrido pelos sistemas de potência nas três últimas décadas, conforme abordado na seção 2.1, parece natural dar-se continuidade ao processo de abertura dos mercados competitivos aos demais consumidores, os residenciais e comerciais de baixa potência. Como nem todos os mercados reestruturados atingiram esse grau de liberalização, a questão da abertura do varejo à competição, continua como tópico central de diversas discussões e divide opiniões, visto que as vantagens e problemas desse modelo são complexas de analisar.

As principais vantagens esperadas de um mercado varejista competitivo surgem como consequências da própria competição, como, por exemplo, promover a entrada de novos agentes, aumentar as inovações no setor e criar novos produtos desejados pelos usuários (GOULDING et al., 2000 apud SCHOR, 2016). Também espera-se que a abertura do mercado de eletricidade aos pequenos consumidores aumente a liquidação do mercado atacadista, aperfeiçoando esse último mercado (LITTLECHILD, 2000 apud SCHOR, 2016).

Outro benefício da implantação da competição no varejo é a redução de tarifas (LITTLECHILD, 2000 apud SCHOR, 2016). Hunt (2002) explica o mecanismo por trás dessa diminuição de preços; segundo a autora, a redução ocorre devido à própria lei da oferta e demanda: num mercado competitivo, a liquidação se dá no preço determinado pelo último comprador disposto a comprar (em ordem decrescente de preço). Assim, os outros compradores (os primeiros) pagam a tarifa do último comprador, que é mais barata. Alternativamente, tem-se que as gerações mais baratas serão despachadas primeiro, mas recebem o valor do custo marginal da última geração a ser despachada. Dessa forma, a geração também lucra com a competição.

Por fim, Stagnaro (2017), conclui por meio da análise de índices que há correlação entre o grau de liberalização do mercado varejista com a performance do mesmo. Essa performance pode ser avaliada, por exemplo, pelo aumento da resposta da demanda de consumo e de geração. Como consequência da participação ativa no mercado, há uma redução de preços e diversificação no setor de geração.

Tendo sido avaliados os benefícios, é importante também discorrer sobre os principais problemas e desvantagens da adoção de competição no mercado varejista.

A principal desvantagem que se discute é que a migração para este modelo de mercado, contraditoriamente, provocaria um aumento dos preços de energia. De acordo com Hunt (2002), o possível problema é que um grande número de agentes atuando simultaneamente no mercado aumentaria os custos de transação de energia. Esses maiores custos seriam, então repassados aos consumidores. Além disso, o consumidor estaria sujeito às flutuações do mercado, arcando com possíveis altas tarifárias decorrentes de indisponibilidade de geração.

Aponta-se também que os usuários residenciais e comerciais de pequeno porte não vivenciam as reduções de preços de forma tão significativa quanto os consumidores industriais (HATTORI; MIKI, 2004 apud SCHOR, 2016). As indústrias, por serem maiores, têm mais poder de mercado e conta com corpo técnico especializado para negociar energia; daí se explica o maior benefício para elas.

Ainda, argumenta-se que esse modelo de mercado pode dar brecha a práticas abusivas por parte das varejistas, como por exemplo, focar os serviços em áreas mais lucrativas enquanto ausenta-se ou evita-se clientes de áreas que tragam menos retorno financeiro. Assim, a população não estaria desfrutando de forma igual dos benefícios que o mercado pode oferecer ou, ainda pior, uma parcela da população correria risco de ter prejuízos em relação ao modelo varejista regulado tradicional (MORENO, 2014 apud SCHOR, 2016).

Além desses possíveis problemas, o processo de implantação de um mercado de varejo competitivo deve enfrentar vários desafios, como a necessidade de instalação de sistemas de medição inteligente para os consumidores residenciais e a educação da população sobre as novas tecnologias (HUNT, 2002).

A análise dos problemas e benefícios discutidos aqui se tornam mais complexos quando se considera que os mesmos não devem ser avaliados sob uma ótica fragmentada, mas como parte de um conjunto complexo, em que as partes se influenciam.

Por exemplo, as inovações provocadas pela competição são até certo níveis discutíveis. Primeiramente, Stagnaro (2017) argumenta que ambientes competitivos realmente tendem a estimular inovação, resultando em opções diferenciadas de serviços e produtos para os consumidores. Exemplo de inovações seriam produtos em medição e monitoramento inteligente, geração distribuída e armazenamento de energia. Para o autor, o problema reside na presença de regulação tarifária, pois tarifas muito similares entre concorrentes não incentivam os consumidores a buscar novos produtos e trocar de comercializador, prejudicando a competição.

Em contraponto, Defeuilley (2009) defende que a simples presença de competição não irá propriamente gerar inovações ou que essas inovações garantirão a entrada de novas empresas no mercado. A sua argumentação é que, em um mercado recém aberto à competição, muitas das novas empresas são startups que falham em adquirir consumidores devido à forte influência de mercado das empresas já estabelecidas. Nesse cenário, as inovações não são vantagens reais para as empresas, já que uma novidade proposta por uma companhia pode ser copiada por outras facilmente.

Outra questão interessante é a resposta do consumidor na procura de novos serviços. Pensar que as empresas que trazem mais inovações e melhorias conseguirá mais clientes não é sempre verdadeiro, pois as decisões tomadas por um consumidor não seguem modelos racionais, mas seguem tendências, intuições e motivações que não levam sempre à escolha do melhor produto (KAHNEMAN, Daniel et al., 2003).

Quanto ao problema levantado sobre práticas abusivas, este pode e deve ser resolvido a nível de regulação, garantindo um serviço adequado à todos os participantes do mercado. Em realidade, um mercado desregulado não é sinônimo de mercado sem regulação, mas de um ambiente em que algumas regras específicas foram removidas ou reduzidas, como por exemplo, regras de fixação de valor tarifário.

Em verdade, a regulação do setor de energia é fator crucial para o funcionamento de um mercado competitivo. Ela deve definir quem são os agentes, as suas obrigações e direitos

de mercado. Apesar disso, regulações restritivas, principalmente sobre a precificação de tarifas, são associadas com a redução no estímulo de entrada de novos competidores e redução nas inovações (STAGNARO, 2017).

Por fim, o problema da alta de preços, justificada pela experiência californiana, peca por desconsiderar a resposta da demanda no sistema: se o preço da energia sobe, os consumidores reduzem suas cargas até que o preço da energia retorne a um valor adequado. De fato, parte da crise enfrentada na Califórnia se deu justamente porque os preços estavam congelados e, quando ocorria indisponibilidade de geração, os usuários não respondiam adequadamente com a redução de consumo. Como contraponto, o Reino Unido pode ser citado como exemplo de abertura de mercado varejista que resultou em tarifas menores. Isso indica que a regulação e a forma como é conduzida a abertura do mercado tem papel decisivo no sucesso do mesmo.

Tendo sido abordados os principais pontos e contrapontos da adoção de um mercado varejista, verifica-se que a complexidade do tema dificulta a previsão do que realmente acontecerá após a o varejo ser aberto à competição. Entretanto, observa-se que muitas das desvantagens discutidas poderiam ser resolvidas pelo próprio mecanismo de mercado (a alta de preços) e por meios regulatórios (práticas abusivas), enquanto outras dificuldades são obstáculos financeiros, mas não impedimentos (instalação de medição inteligente).

Hunt (2002), argumenta que o monopólio é um substituto pobre para mercados competitivos e só devem ser aplicáveis em situações de monopólio naturais ou inexistência de regulações que permitam a boa performance da competição. Ainda, os motivos que ocasionaram o surgimento de monopólios não se sustentam mais e, portanto, a competição é o padrão para o sucesso.

Outros autores, como Philipson e Willis (2006), afirmam que a abertura do mercado varejista é inevitável na maioria dos países que passaram pelo processo de desregulamentação no sistema de transmissão. Isso porque, segundo o autor, não há barreiras técnicas que impeçam a abertura do mercado varejista e porque há consumidores interessados nesse modelo de compra de energia.

2.4 Mercado de eletricidade brasileiro

O modelo vivenciado pelo mercado brasileiro é o de Competição Atacadista. Nacionalmente, a contratação de energia é realizada em um dos dois ambientes existentes: O

ambiente de contratação livre (ACL) e o ambiente de contratação regulada (ACR) (MAYO, 2012).

O ACR tem por finalidade possibilitar que as concessionárias distribuidoras comprem energia para atender integralmente seus consumidores cativos. A venda de energia ocorre em um leilão que utiliza o modelo pool e resulta em contratos bilaterais firmados entre geradores e distribuidoras, sob regulação da ANEEL. Considera-se cativo o consumidor que não se enquadra na categoria de livre ou especial.

Já o ACL tem por finalidade suprir a demanda dos consumidores livres e especiais. Nesse ambiente, a energia é negociada por meio de contratos bilaterais com menores regulações se comparados aos contratos do ACR. Participam do ACL os agentes geradores, agentes comercializadores, consumidores livres e especiais.

A Lei nº 9.074/1995, conforme exposto por Schor (2016), classifica os consumidores de acordo com seu nível de carga. É considerado como consumidor livre aquele que possui carga maior ou igual a 3000 kW e que opte por suprir sua demanda energética por meio do ACL. Os consumidores especiais são aqueles que possuem demanda contratada igual ou superior a 500 kW e que optem por suprir sua demanda energética no ACL; esses consumidores, porém precisam adquirir energia de fontes incentivadas pelo governo (solar, eólica, biomassa e PCH).

No país, a aplicação de um modelo varejista competitivo é legalmente possível.

Nesse sentido, o art. 15, §3o da Lei nº 9.074/19953 previu que, após oito anos de sua publicação, os patamares de carga mínimos para a migração de consumidores para o mercado livre poderiam ser revistos. Logo, é possível que o ACR seja extinto, mediante a progressiva e gradual revisão da demanda mínima exigida às unidades de consumo para tornarem-se livres (SCHOR, 2016, p. 37).

Dado que este patamar de carga mínima viesse a ser reduzido ou extinguido para englobar os clientes residenciais como consumidores livres, algumas dificuldades de ordem legal ainda teriam de ser superadas para facilitar a aderência de novos agentes no mercado. Schor aponta a necessidade de celebração de três contratos distintos para participar do mercado como consumidor livre e a obrigatoriedade de filiação à CCEE como obstáculos que dificulta o ingresso de novos participantes no ACL. Foge ao intuito desse trabalho discutir os problemas de ordem jurídica, mas vale salientar que Schor (2016) afirma que a ANEEL se mostra a favorável à facilitação da entrada de novos participantes no ACL e que a Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado, SEM, coloca como inapropriada a exigência de filiação

obrigatória para os consumidores de cargas reduzidas (residenciais) à CCEE, visto que isso aumentaria os custos de transação no mercado.

Outro comentário relevante a ser feito diz respeito ao importante papel da regulação nesse novo mercado. Esta, além de ditar as regras do sistema, deve prever e propor soluções para os possíveis problemas gerados com a própria abertura do mercado, visando proteger os consumidores vulneráveis, como é o caso da população de baixa renda.

Por fim, observa-se que a reestruturação do mercado brasileiro não foi completa: o setor de geração ainda é dominado por estatais (MAYO, 2012). Em vista disso, a abertura do mercado livre à todos os consumidores deve ser cautelosamente estudada e planejada a fim de que esta, se realmente executada, venha a ser uma experiência de êxito.

2.5 Novas perspectivas dos sistemas de distribuição

Considerar a abertura do mercado retalhista se torna inevitável atualmente, principalmente quando se observa as mudanças e tendências que vêm ocorrendo nos sistemas de potência ao redor do mundo. Entretanto, as prescrições dos modelos liberalizados ideais como sugeridas por Joskow (2008), citadas na seção 2.1, ou a defesa da competição feita por Hunt (2002) não abordam diretamente soluções para os problemas vivenciados pelos sistemas de potência atuais. Dessa forma, a liberalização e competição a serem introduzidas futuramente em mercados de eletricidade devem levar em conta os desafios atuais e futuros enfrentados pelo setor elétrico.

Zinaman et al. (2015) descreve que a evolução dos sistemas de potência será marcada, dentre outras características, pela redução dos custos associados às energias renováveis; por inovações no uso de dados, por sistemas inteligentes, tecnologias de dados e pela otimização desses sistemas; pelo maior engajamento dos consumidores e pela maior diversificação dos participantes nos mercados de energia.

A redução dos custos associados às energias renováveis implicam no aumento de instalações de *recursos energéticos distribuídos*, provocando coesão e descentralização no sistema de distribuição. Entende-se por recurso energético distribuído as tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica localizados na região de um sistema de distribuição, geralmente conectados a unidades consumidoras (BRASIL, 2018).

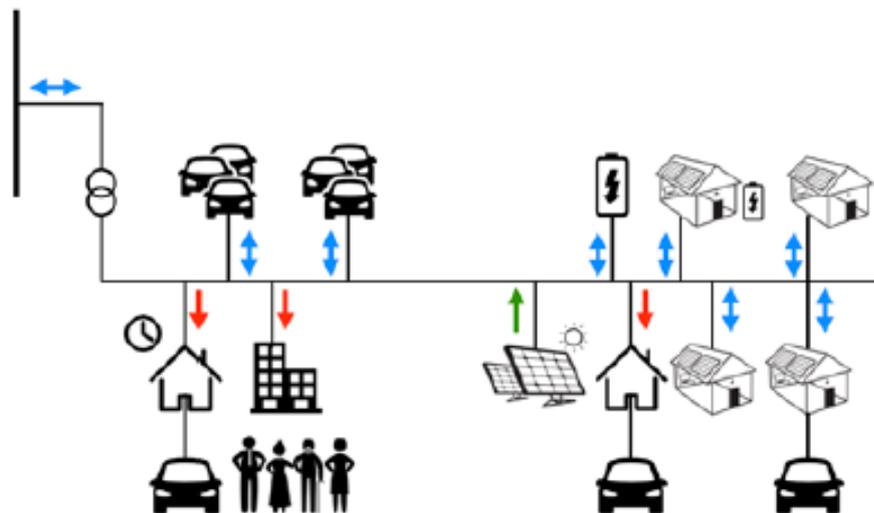
As inovações técnicas nas áreas de computação e análise de dados fornecem ferramentas necessárias para coordenar um sistema composto de vários agentes independentes.

Por fim, espera-se que os consumidores interajam mais no mercado de energia, demandando novos produtos e serviços e respondendo aos custos de geração e congestionamento da rede.

Portanto, a atuação conjunta dessas tendências parece apontar para o surgimento de um novo modelo de sistema de distribuição, em que os consumidores são mais ativos, participam da geração de energia e estão munidos de equipamentos e ferramentas tecnológicas que os permitem agir como tal.

Essas novas redes de distribuição podem ser classificadas como *redes de distribuição ativas*. Esse termo indica redes que são capazes de integrar, operar e controlar uma grande penetração de sistemas de geração distribuídos e tecnologias de armazenamento de energia presentes na rede de distribuição (CAMPILLO, 2016). Nesse novo cenário, o fluxo energético dentro de um sistema de distribuição deixa de ser unidirecional da concessionária para os consumidores, mas passa a poder circular em sentido inverso. A Figura 7 ilustra um sistema de distribuição ativo.

Figura 7 - Rede de distribuição ativa



Fonte: Campillo (2016, com modificações)

Redes elétricas inteligentes é outro termo utilizado para classificar essas as redes de distribuição ativas. Redes elétricas inteligentes, entretanto, é um termo mais abrangente e inclui geração de eletricidade em larga escala, a sua transmissão e o uso de sistemas de monitoramento sofisticados para detecção de faltas, de forma a permitir sua auto reconfiguração (CAMPILLO, 2016)

Zinaman et al. (2015) esboça um modelo de sistema de distribuição que existe dentro desse contexto de mudanças e inovações. Para tal, prevê a reorganização dos papéis das atuais entidades em novos agentes do sistema de distribuição.

Uma dessas novas entidades é o OMD (DMO em inglês), que se refere a um operador do mercado de distribuição e cujos fins não são lucrativos. Conforme a própria nomenclatura, o OMD tem a função de operar o mercado de distribuição de energia, assim como gerenciar a própria rede. Dessa forma, seria atribuição do OMD coordenar e agrega as gerações distribuídas para agendamento e despachos das mesmas. Outras ações do OMD poderiam incluir a venda de energia no varejo ou o fornecimento de serviços de eletricidade padrão.

Outro agente importante no novo modelo de Zinaman et al. são as companhias distribuidoras de energia: uma empresa com fins lucrativos cuja função é fornecer serviços diversificados aos consumidores, como, por exemplo, o fornecimento de eletricidade, serviços de gerenciamento de energia, venda ou aluguel de sistemas de geração e até o uso dos sistemas distribuídos disponíveis para promover serviços de rede.

Diante do novo paradigma das redes de distribuição, em que essas mantêm uma parcela de geração advinda de fontes intermitentes e cuja demanda é responsiva, os mercados de energia atuais não são apropriados para atuação, pois as novas características do sistema causam incertezas e variabilidades que desafiam os operadores do sistema a gerenciar os recursos da rede adequadamente (CONEJO; SIOSHANSI, 2018).

Assim, novos tipos de gerenciamento e mercados de energia vêm sendo estudados e relatados em diversos trabalhos. Soares et al. (2017) propõe um modelo de gerenciamento de recursos energéticos em redes inteligentes. Esse modelo consiste na existência de um agregador da rede de distribuição que tem conhecimento das características de consumo da mesma, além dos preços da eletricidade praticados no mercado. O agregador coordena, então, o despacho e aquisição de energia para o dia seguinte por meio de otimização estocástica.

O trabalho de Kok (2013) propõe um modelo de mercado competitivo com preço de energia em tempo real. Ele considera um controle de mercado descentralizado, cujos principais participantes são equipamentos (Device) e concentradores. Cada Device equivale a um aparelho ou conjunto de aparelhos que utiliza/produz energia elétrica e que têm conhecimento do seu estado atual de funcionamento e das suas necessidades futuras de energia. O mercado desse sistema é liquidado em intervalos curtos de tempo e consiste na agregação dos lances individuais de cada Device para encontrar o preço de equilíbrio do mercado. Os lances têm a forma de curvas “volume vs preço” de energia e são enviados ao concentrador,

que liquida o mercado. Nesse modelo, o controle do sistema é feito pela própria dinâmica de oferta e procura do mercado, ao invés de depender de uma identidade central para determinar de forma independente o consumo e despacho de cada unidade.

Em redes ativas de distribuição, a precificação em tempo real pode ser encarada como uma plataforma facilitadora de ações por parte das gerações distribuídas e resposta da demanda para oferecer serviços de balanço para operação de sistema. Com isso, o mercado em tempo real contribui para manter a segurança e confiabilidade do sistema de potência (WANG et al., 2015).

Em resumo, o desenvolvimento de um mercado para os sistemas de potência do futuro precisa integrar diversas das características apresentadas nessa seção de forma a possibilitar a participação ativa dos usuários, permitir a coordenação das gerações distribuídas com as gerações centralizadas, utilizar de serviços confiáveis e eficazes de troca e acesso a informações e aplicar tecnologias de inteligência e otimização para permitir um controle adequado do sistema.

3 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA

De acordo com Sinha (2006), problemas de programação matemática são uma classe especial de problemas que se preocupa com o uso eficiente de recursos limitados para atingir determinados objetivos. Em outras palavras, a programação matemática é utilizada para maximizar ou minimizar uma função objetivo considerando a presença de restrições.

Essa classe de problemas pode ainda ser dividida em sub grupos, como, programação linear, não linear, quadrática, dinâmica, inteira, discreta, convexa, estocástica, dentre outros, a depender das características do problema e suas equações.

Esse Capítulo aborda de maneira concisa definições e fundamentos de programação estocástica. Esse tipo de programação é usado para formular e resolver problemas com presença de incertezas (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Segundo Conejo, Carrion e Morales (2010), a falta de informações completas ou perfeitas está presente na maioria das tomadas de decisões realizadas por agentes nos mercados de eletricidade.

3.1 Variáveis aleatórias e processos estocásticos

As incertezas, nessa classe de problemas, são modeladas como variáveis aleatórias, ou seja, variáveis cujo valor é incerto. Conejo, Carrión e Morales (2010) e Birge e Louveaux (2011) representam uma variável aleatória λ como um conjunto finito Ω de possíveis realizações da mesma. Cada realização ω de λ pode ser associada a sua probabilidade π de ocorrência, de acordo com a Equação 3.1.

$$\pi(\omega) = P(\omega | \lambda = \lambda(\omega)), \quad \text{em que} \quad \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) = 1 \quad (3.1)$$

Pode-se descrever do exposto na Equação 3.1 que: λ é uma variável cujo valor é incerto, mas tem a probabilidade $\pi(\omega)$ de assumir o valor ω . O conjunto de todos os valores ω possíveis é Ω , cuja probabilidade total é 1. Consequentemente, outra forma de representar λ é pela sua distribuição de probabilidade, média, variância, dentre outras medidas estatísticas.

Nos problemas de programação estocástica, λ geralmente se refere ao valor futuro de algo que acontecerá, como, por exemplo, a potência de geração de um painel fotovoltaico durante a próxima hora ou o preço da energia em um mercado spot no dia seguinte.

Algumas variáveis aleatórias assumem diferentes valores ao longo do tempo. O conjunto sequencial desses valores define um processo estocástico (CONEJO; CARRIÓN;

MORALES, 2010). Como exemplo de um processo estocástico, pode-se citar a demanda (a cada 15 minutos) de uma residência durante o próximo dia.

3.2 Decisões e estágios

A programação estocástica está intimamente ligada com um horizonte de tempo em que processos estocásticos acontecem e durante o qual decisões devem ser tomadas. Normalmente, a ocorrência de um evento está associada com a descoberta do valor da variável aleatória. Entretanto, é comum que seja necessário a tomada de decisões antes da realização do evento estocástico e, após o mesmo, outra decisão ser requisitada.

Dessa maneira, a ordem entre a tomada de decisões e a realização do valor de λ tem grande importância na modelagem do problema e resulta na definição de estágios. A seguinte exemplificação, baseada em Birge e Louveaux (2011) pode ser feita:

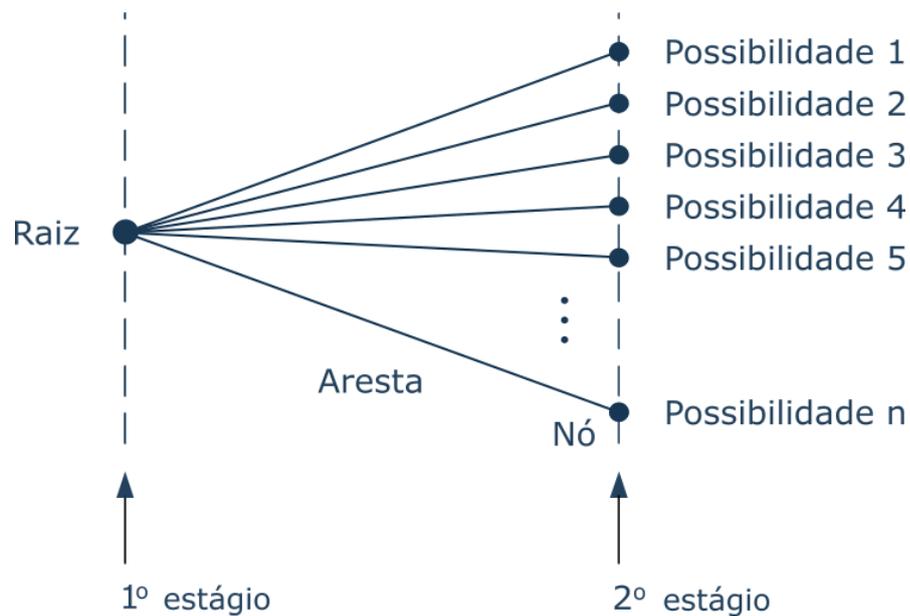
- Certas decisões precisam ser tomadas antes da ocorrência de λ . Essas decisões, comumente representadas por x , são chamadas de decisões de primeiro estágio e o momento em que elas são tomadas é chamado de primeiro estágio.
- Depois que o valor de λ é revelado, algumas outras decisões podem ainda ser necessárias. Essas são chamadas de decisões de segundo estágio, comumente representadas por $y(\omega)$, e são realizadas no segundo estágio.

Da forma como definido acima, o problema é classificado como uma programação estocástica de dois estágios. É possível, ainda, que o encadeamento de realizações de eventos estocásticos e a tomada de decisões ocorra por mais do que dois estágios no horizonte de tempo, gerando os problemas de programação estocástica multi-estágios. Entretanto, o problema abordado neste trabalho necessita apenas de dois estágios, portanto, apenas esta subcategoria será abordada.

É comum representar o problema estocástico por meio de um grafo em árvore, composto de nós e arestas. Segundo Conejo, Carrion e Morales (2010), os nós representam um estado particular do problema (o momento de realização do evento estocástico e/ou a tomada de decisão) e a aresta representa uma transição entre estados.

O nó inicial, chamado de nó raiz, geralmente está associado a decisões de primeiro estágio. Da raiz partem várias arestas, cujo final está conectado a um nó de segundo estágio. Excetuando-se o nó raiz, todos os nós têm apenas um predecessor, mas podem ter nenhum, um ou vários sucessores. A Figura 8 mostra um exemplo de grafo em árvore de um problema de dois estágios.

Figura 8 - Grafo em árvore de um processo estocástico



Fonte: Conejo, Carrion e Morales (2010, com modificações)

A forma em leque do grafo acima indica que, partindo do primeiro estágio, há várias possibilidades futuras para o segundo estágio, a depender da realização incerta de λ . Cada aresta representa um cenário diferente de realização da variável aleatória. Assim, no momento da ocorrência do evento estocástico, apenas uma das arestas é percorrida, culminando na concretização de um dos cenários de λ no segundo estágio.

3.3 Formulação matemática

De acordo com Conejo, Carrion e Morales (2010) e Birge e Louveaux (2011), um problema genérico de programação estocástica de dois estágios pode ser definido matematicamente como:

$$\text{Minimizar } z = \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \mathbf{q}(\omega)^\top \mathbf{y}(\omega) \quad (3.2)$$

$$\text{Sujeito a } \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{T}(\omega)\mathbf{x} + \mathbf{W}(\omega)\mathbf{y}(\omega) = \mathbf{h}(\omega), \forall \omega \in \Omega \quad (3.4)$$

$$\mathbf{x} \in X, \mathbf{y}(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega \quad (3.5)$$

Em que:

\mathbf{x} e $\mathbf{y}(\omega)$ são os vetores de decisões tomadas no primeiro e segundo estágios respectivamente;

$\mathbf{c}, \mathbf{q}(\omega), \mathbf{b}, \mathbf{h}(\omega), \mathbf{A}, \mathbf{T}(\omega)$ e $\mathbf{W}(\omega)$ são possíveis vetores e matrizes que compõem a função objetivo do problema e que podem ser dependentes da variável aleatória;

$\pi(\omega)$ é a probabilidade de ocorrência do cenário ω de uma variável aleatória λ , em que Ω representa o conjunto de todos os cenários possíveis para essa variável;

X e Y representam o conjunto de todas as decisões possíveis para cada um dos estágios.

3.4 Exemplo conceitual

Um exemplo básico conceitual é mostrado aqui para melhor explicar como as definições anteriores se aplicam em um problema real.

Imagine uma planta de geração de energia elétrica capaz de gerar L W de potência. O dono dessa planta quer maximizar o seu lucro e pode agendar a sua geração para determinado período do dia seguinte de duas formas diferentes e não excludentes:

- Por meio de contrato bilateral feito com antecedência, onde ele pode disponibilizar até L W para o dia seguinte por um preço determinado de P_b \$/Wh.
- Por meio de um mercado pool, que ocorre após o fechamento do contrato bilateral, e onde ele pode disponibilizar até L W para o dia seguinte por um preço P_p \$/Wh que só é revelado no momento de liquidação do mercado pool.

Esse é um problema de programação estocástica, pois se pretende maximizar uma função objetivo (o lucro) que depende de incertezas (ou de uma variável aleatória), que é o preço P_p \$/Wh da energia no mercado pool.

Esse problema tem dois estágios. O primeiro se refere à decisão de quanta potência será comercializada no mercado bilateral. Essa decisão é tomada antes do conhecimento do valor de P_p \$/Wh. O segundo estágio se refere ao valor de potência comercializado no mercado pool e ocorre após o contrato bilateral já ter sido firmado.

Uma decisão adequada no primeiro estágio só é possível se for estimado os valores de P_p \$/Wh com antecedência e as suas respectivas probabilidades de ocorrência. De posse desses valores e suas probabilidades, resolver a Equação 3.2 se torna um problema determinístico.

Visto que há no mercado softwares específicos disponíveis para calcular a otimização de problemas determinísticos, como o CPLEX, grande parte do desafio de

solucionar uma otimização estocástica está no cálculo ou estimativa dos possíveis cenários da variável aleatória e das probabilidades de ocorrência dos mesmos. Para isso, utiliza-se métodos de geração e métodos de redução de cenários.

Por fim, é importante notar que esse problema exemplo apresenta restrições, representadas pelas Equações 3.3 e 3.4. Como exemplo de restrição, tem-se a obrigatoriedade de o valor de potência $L W$ fornecida ser maior ou igual a zero, indicando que o proprietário não pode comprar energia. Outra restrição seria a de que o somatório das potências negociadas no contrato bilateral e no mercado pool não pode superar o valor de potência máxima $L W$ da planta.

3.5 Cenários: geração e redução

Um processo estocástico pode ser representado por um conjunto de cenários, onde cada cenário Λ é um vetor contendo a sequência de valores assumidos por λ ao longo do tempo. De forma similar a λ , um cenário Λ também está associado a uma probabilidade de ocorrência $\pi(\omega)$ e o somatório das probabilidades de todos os Λ possíveis é 1 (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

A modelagem dos processos estocásticos nos problemas de programação estocásticas é feita por meio de métodos de geração e redução de cenários.

3.5.1 Geração de cenários

Os métodos de geração de cenários têm por finalidade, como explicitado pelo próprio nome, a geração dos possíveis cenários Λ para uma variável aleatória λ . A geração de cenários utiliza dados passados para obter as tendências e expectativas para a variável estocástica (ALQURASHI; ETEMADI; KHODAEI, 2016). Existe uma gama de métodos, comumente usados nos problemas de programação estocástica, como abordagens subjetivas e manipulação de dados, alinhamento de propriedades estatísticas, amostragem de modelos estatísticos, séries temporais, entre outros (KRISTOFFERSEN, 2007).

Conejo, Carrión e Morales (2010) abordam o método de média móvel integrada autorregressiva (ARIMA) para geração de cenário. Este se enquadra na categoria de série temporal e leva em consideração em sua modelagem a correlação entre valores atuais e anteriores da variável aleatória, assim como suas medidas estatísticas de média e variância. Apesar de ser bastante adequado para previsão de valores futuros, calcular os parâmetros

adequados de um modelo ARIMA requer a existência de uma base de dados de um longo período de tempo, contendo os valores passados da variável aleatória, de modo a permitir os cálculos de correlação e medidas estatísticas.

Dentro da categoria de amostragem de modelos estatísticos estão os métodos de Monte Carlo, um dos mais utilizados para geração de cenários (ALQURASHI; ETEMADI; KHODAEI, 2016). Métodos de Monte Carlo se baseiam em amostragens aleatórias de uma distribuição de probabilidades conhecida que represente a variável aleatória (MITRA, 2006). Realizando a amostragem um grande número de vezes, espera-se que os cenários gerados representem fielmente os possíveis valores da variável aleatória e tenham uma distribuição de probabilidades semelhante à real.

3.5.2 Redução de cenários

De acordo com Alqurashi, Etemadi e Khodaei (2016), a complexidade computacional dos problemas de programação estocástica está relacionada com o volume de dados de entrada, já que os métodos de geração de cenários tendem a criar grandes quantidades de cenários. Dessa forma, para diminuir o esforço computacional, métodos de redução de cenários são aplicados.

A redução de cenários, pode ser feita por métodos baseados em amostragem e clusterização como descrito em Mitra (2006) ou redução de distâncias de probabilidade (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

A distância de probabilidade usada por Conejo, Carrión e Morales (2010) é a distância de Kantorovich, também conhecida como métrica Wasserstein. Essa métrica indica o quão próximo entre si são dois conjuntos diferentes de cenários. Pode-se formular a distância de Kantorovich como:

$$D_K(Q, Q') = \sum_{\omega \in \Omega \setminus \Omega_S} \pi_{\omega} \min_{\omega' \in \Omega_S} v(\omega, \omega') \quad (3.6)$$

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 ;

$\Omega \setminus \Omega_S$ é o conjunto de cenários de Ω que não estão em Ω_S ;
 $v()$ é a norma euclidiana.

Conejo, Carrión e Morales (2010) e Kristoffersen (2007), explicam a redução de cenários por meio da variação *seleção direta* da redução da distância de Kantorovich. Esse é um método heurístico com boa performance prática.

O algoritmo desse método é feito de forma iterativa e inicia-se com dois conjuntos de cenários: Ω , o conjunto de cenários gerados, e Ω_S , o conjunto de cenários reduzidos. Inicialmente, Ω contém todos os cenários e Ω_S está vazio. Segue-se os seguintes passos:

- Passo 1:** Para cada um dos cenários ainda não selecionados $\omega \in \Omega \setminus \Omega_S$, calcula-se a Equação 3.6.
- Passo 2:** O cenário cuja D_K for menor é selecionado e incluso em Ω_S .
- Passo 3:** Se Ω_S atingir o tamanho desejado, vá para o Passo 4, senão vá para o passo 1.
- Passo 4:** Fazer redistribuição de probabilidades: cada cenário não selecionado tem sua probabilidade adicionada à probabilidade do cenário escolhido mais próximo a ele, ou seja, ao cenário cuja distância euclidiana é a menor. O conjunto Ω_S é considerado, então, o cenário reduzido.

4 MODELO DE MERCADO VAREJISTA PROPOSTO

4.1 Arquitetura de mercado e agentes participantes

Motivado pela constatação da defasagem dos atuais mercados de energia frente às mudanças esperadas para o futuro dos sistemas de potência, propõe-se um modelo de mercado varejista competitivo com agentes atuando de forma ativa na rede. O sistema proposto é baseado no modelo de Kok (2013) e leva em consideração as ideias apresentadas em Zinaman et al. (2015) ; ambos já discutidos na seção 2.4.

4.1.1 Agentes atuando no sistema

Devices

Nesse sistema, os Devices são dispositivos ou grupo de dispositivos elétricos inteligentes de uma residência, na medida que podem monitorar e controlar seu consumo ou produção de eletricidade em tempo real. A atuação dos devices no mercado é feita por intermédio do agente prossumidor.

Prossumidor

O prossumidor é um agente que atua de forma ativa no mercado de eletricidade, podendo tanto comprar ou vender energia elétrica. No modelo proposto, o prossumidor é visto como um agente possuidor de Devices que geram e consomem energia elétrica. O prossumidor atua no mercado base nas informações obtidas dos seus dispositivos.

Varejista

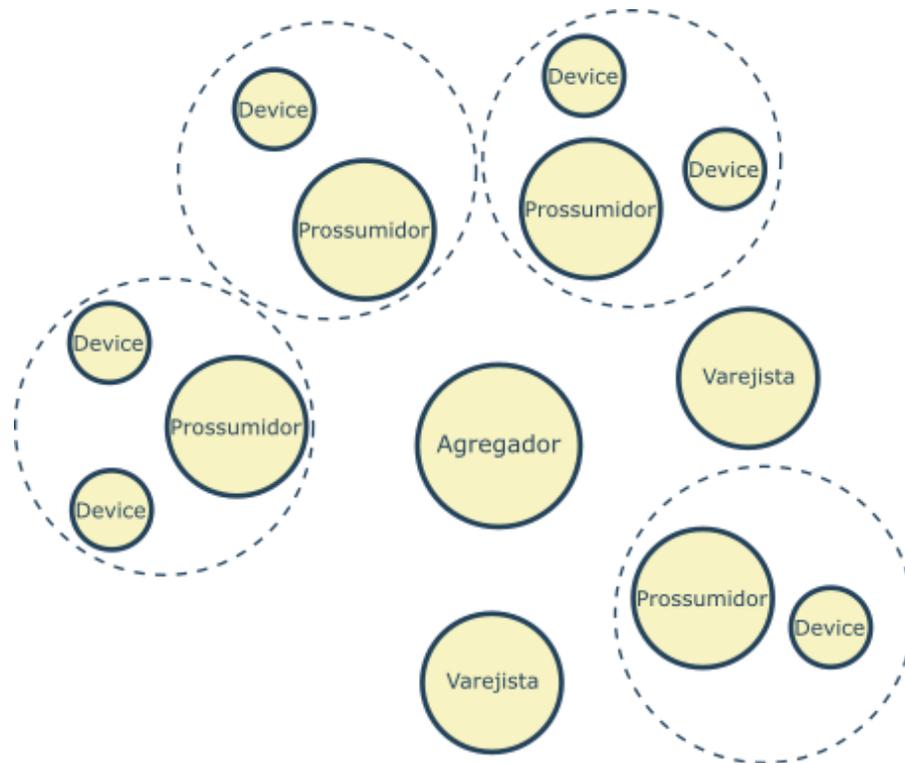
A varejista é uma companhia comercializadora de energia elétrica. É, portanto, uma empresa que adquire energia no atacado para suprir seus clientes nos mercados do varejo.

Agregador

Por fim, o modelo proposto conta com a existência de um agregador: uma entidade sem fins lucrativos cuja função é operar o mercado de distribuição e garantir a correta transação de energia, tendo, assim, função similar ao OMD apresentado na seção 2.5. No sistema proposto, entretanto, o agregador não oferece serviços de venda de eletricidade para os prossumidores, mas apenas opera o mercado.

Na Figura 9 é mostrado um esquema dos agentes integrantes do modelo proposto.

Figura 9 – Agentes do sistema de distribuição simulado



Fonte: autoria própria.

4.1.2 Ambientes de contratação de energia

Nesse sistema de distribuição, o mercado de energia varejista é aberto à competição e conta com dois ambientes para negociação: um Mercado Futuro com tarifas fixas e um Mercado Spot com preço em tempo real.

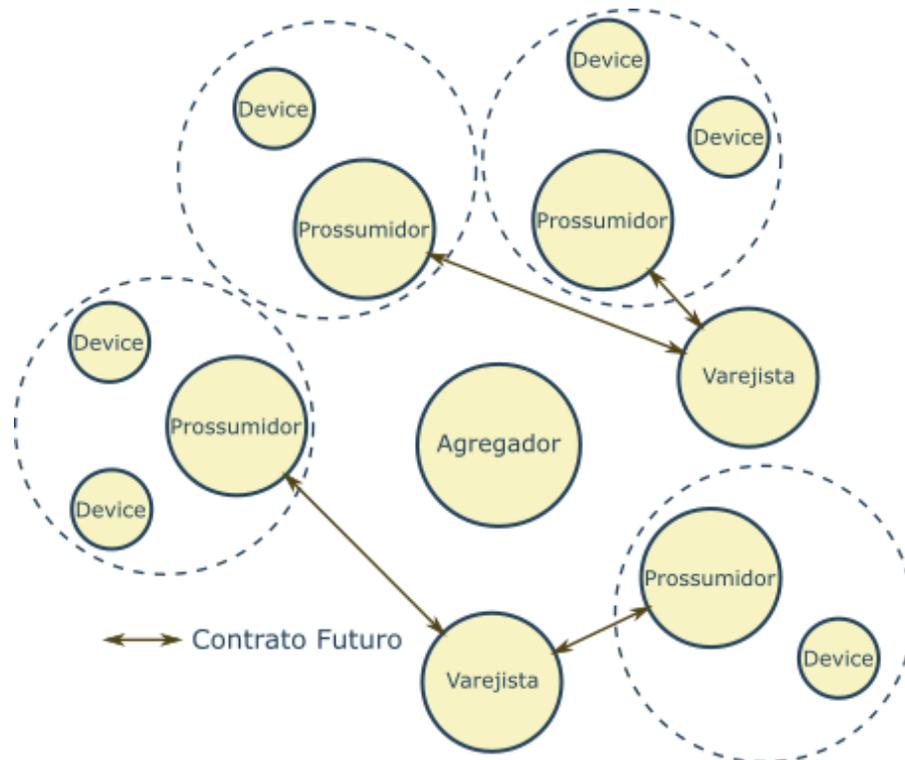
4.1.2.1 Mercado Futuro

O Mercado Futuro ocorre em intervalos fixos de tempo, que podem variar de dias a meses, e tem o formato de uma contratação bilateral, na qual o prossumidor paga pelo direito de uso de energia. Isto é, o cliente contrata com a varejista um valor máximo de demanda que ele tem o direito de consumir durante a duração do contrato. Assim, o valor pago pelo consumidor garante que ele possa requisitar da rede uma demanda energética de valor igual ou menor ao acordado sem custos adicionais.

As varejistas podem usar vários postos tarifários e, como consequência, o consumidor pode contratar diferentes valores de demanda máxima, um para cada posto. É necessário, assim, que o preço de todas as tarifas e horários de cada posto sejam de

conhecimento do cliente com antecedência. Isso garante que o prosumidor possa pesquisar no mercado em busca das opções mais atrativas para seu perfil de consumo. A Figura 10 ilustra a negociação entre os agentes no Mercado Futuro.

Figura 10 – Negociação no Mercado Futuro



Fonte: autoria própria.

O propósito do Mercado Futuro é permitir que os consumidores adquiram energia por um preço menor e mais estável para suprir uma demanda de base previsível. Assim, o cliente evita riscos de mercado e a varejista usa as informações dos contratos para guiar suas ações de compra de energia no atacado.

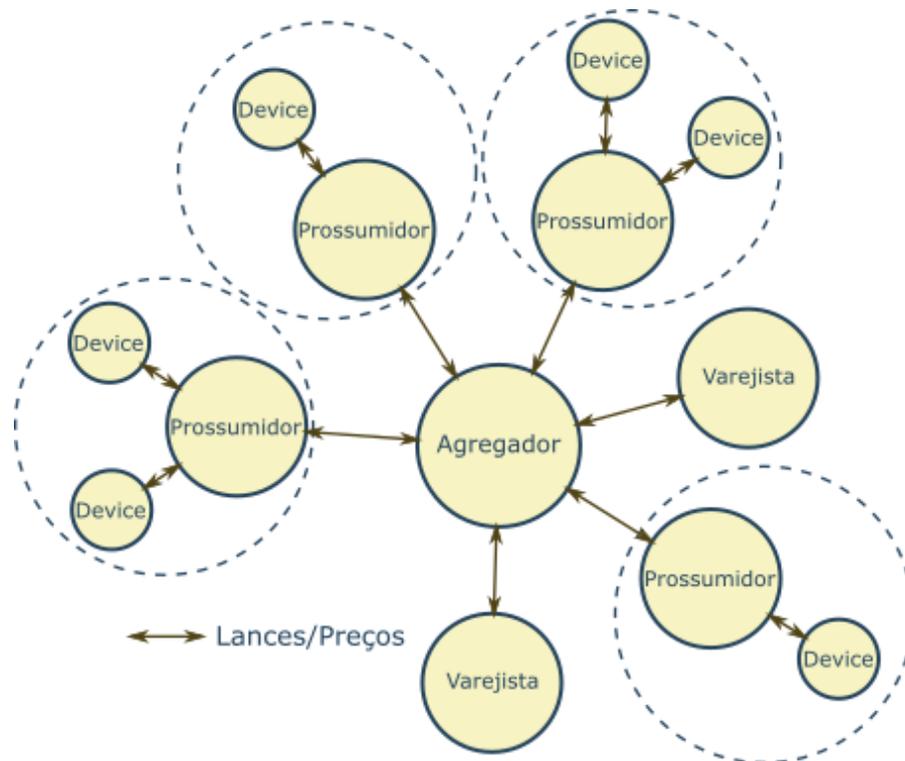
4.1.2.2 Mercado Spot

O Mercado Spot ocorre em intervalos fixos de tempo, que podem variar de minutos a horas, e tem o formato pool de mercado. Nele, todos os participantes, prosumidores e varejistas, submetem lances declarando a quantidade de energia por preço que estão dispostos a vender ou comprar. Os prosumidores fazem suas ofertas de acordo com as necessidades dos seus devices. Em seguida, o agregador agrega todas as ofertas e encontra o preço de liquidação do mercado: aquele que iguala a oferta e a demanda. Aplicando esse preço nos lances

individuais, o agregador determina o valor de energia que cada agente está autorizado a vender ou comprar e informa-os destes valores.

Assim, o preço de liquidação do pool garante o balanço do mercado e do sistema. Como consequência desse processo, entretanto, o preço spot da energia é variável e reflete o estado atual de escassez ou abundância de geração na rede. A Figura 11 apresenta as negociações realizadas no Mercado Spot.

Figura 11 – Negociação no Mercado Spot



Fonte: autoria própria.

O Mercado Spot tem função de abordar os desafios trazidos pelo surgimento das redes de distribuição ativas, na medida que permite integrar, operar e controlar os recursos energéticos distribuídos da rede, assim como incentivar a resposta à demanda dos consumidores. O Mercado Spot permite aos prossumidores vender a energia proveniente de geração própria e, após esse mercado atingir boa liquidação, seus preços podem servir de referência para as tarifas praticadas em outros mercados.

4.2 Modelagem em Python

O sistema descrito na seção 4.1 foi implementado em Python para criar um ambiente de simulações e realizar análises. Por ser uma linguagem de programação orientada a objetos, Python possibilita a criação de classes que modelam o comportamento dos agentes do sistema proposto.

4.2.1 Características do sistema modelado

Algumas considerações foram feitas para implementação do sistema em Python:

- Foi modelado dois tipos de Devices: um Demand Load Device referente ao conjunto de todas as cargas de consumo de uma residência e um PV Generation Device referente a um sistema de geração fotovoltaico instalado na residência;
- A varejista trabalha com 4 postos horários, cujos horários e tarifas serão apresentados na seção 5.1;
- O Mercado Futuro tem frequência semanal, ou seja, no final de cada semana, novos contratos são firmados entre prosumidores e varejista, com duração de 7 dias;
- O Mercado Spot tem frequência de um quarto de hora, ou seja, a cada 15 minutos o agregador liquida o mercado e informa o resultado aos participantes.

4.2.2 Classes do simulador

O simulador é composto de cinco classes principais: Controller, Retailer, Prosumer, Device e Aggregator.

4.2.2.1 Controller

A classe Controller controla a simulação. A sua instância simula o incremento de tempo e invoca, no momento adequado, os métodos de negociação, otimização e controle de dados dos agentes simulados.

4.2.2.2 *Retailer*

A classe *Retailer* modela o agente comercializador de energia do mercado. Sua instância tem duas funções principais, uma para cada mercado.

Antes do Mercado Futuro, a *Retailer* informa aos prossumidores o preço das tarifas e aguarda pelo resposta dos valores de demanda máxima contratada.

Durante o Mercado Spot, a *Retailer* envia seu lance ao agregador na forma de uma curva “energia vs preço” e, após a liquidação do mercado, configura sua potência de saída de acordo com preço spot. Num mercado competitivo, a *Retailer* deve submeter lances que reflitam os custos marginais de compra e revenda de energia: quanto mais caro o preço spot, maior a quantidade de energia que este agente estará disposto a fornecer, porque é necessário recorrer a gerações mais caras para suprir demandas maiores; o inverso é verdadeiro. Além da venda, a *Retailer* pode comprar energia no pool quando o preço do kWh é barato. Já no Mercado Futuro, ela apenas vende energia.

4.2.2.3 *Prosumer e Device*

O *Prosumer* é uma classe complexa que modela um prossumido. Além de conter seus métodos, essa classe é composta por outros objetos: os *Devices* (equipamentos inteligentes). No simulador, dois tipos de *Device* foram modelados: o *PV Generation*, que representa um painel fotovoltaico, e o *Demand Load*, que representa o conjunto de todas as cargas consumidoras presentes na residência.

Assim como o *Retailer*, o *Prosumer* tem métodos para cada um dos mercados de energia. No Mercado Futuro, o *Prosumer* recebe os valores de tarifa do *Retailer* e resolve um problema de otimização estocástica, detalhado na seção 4.2.4, a fim de decidir o valor de demanda máxima a ser contratada.

No Mercado Spot, o *Prosumer* também submete seu lance ao *Aggregator*. Entretanto, a curva que ele submete é mais complexa que a do *Retailer*, pois é necessário levar em consideração o comportamento independente dos *Devices*. Como consequência, cada *Device* informa ao prossumidor sua curva lance, que depende do valor de consumo ou geração atual. Em seguida o *Prosumer* agrega essas curvas e as ajusta a depender de duas possibilidades: se há sobra de energia gerada, esta pode ser vendida no pool; se o consumo é maior que a soma da potência gerada com a contratada no mercado futuro, energia extra deve ser adquirida no

pool. Assume-se, para o simulador, que a potência do Device permanece constante durante o intervalo de 15 minutos entre Mercados Spot.

Assim como o Retailer, o Prosumer dá seu lance de acordo com os custos marginais, ou seja, o agente está interessado em vender a energia gerada por painel fotovoltaico a qualquer custo e a reduzir seu consumo caso o preço da energia esteja caro.

4.2.2.4 Aggregator

O Aggregator é o operador do Mercado Spot. Como principais funções, ele coleta os lances, liquida o mercado e informa aos participantes o preço e valor de energia que os mesmos devem consumir/gerar.

4.2.3 Dados do simulador

Para alimentar os Devices PV Generation e Demand Load, dados reais de consumo e geração foram coletados e armazenados em arquivos específicos a serem acessados pelo simulador.

4.2.3.1 Dados do PV Generation

Os dados de geração solar foram recolhidos do site PVOutput (PVOUTPUT, [s.d.]). Este site oferece um serviço grátis de compartilhamento e comparação de informações de geração fotovoltaica. Os valores recolhidos são referentes a três sistemas diferentes localizados em Embu das Artes, SP: dois de 6,05 kW e um de 12,1 kW de potência instalada. Sistemas geograficamente próximos entre si foram escolhidos, como uma forma de manter a correlação entre a geração de painéis submetidos a condições climáticas e luminosas semelhantes. A distância média entre os três sistemas é de aproximadamente 400 metros.

Foram coletados os dados de geração compreendidos entre 20/11/2018 e 22/01/2019, num total de 64 dias. As informações presentes no site têm granularidade de 5 minutos, sendo necessário um processamento de dados para deixá-las no formato desejado. Assim, calculou-se a média de cada trio de 5 minutos consecutivos de forma a se obter um valor de geração equivalentes a cada 15 minutos. Em seguida, os dados foram normalizados em função da potência instalada de cada sistema e, por fim, armazenados em arquivos no formato CSV.

Na instanciação do objeto PV Generation, este é associado a um dos três conjuntos de dados processados. O Device multiplica os dados normalizados a que está associado pelo seu valor de potência instalada (definida durante a criação do objeto). Desse novo conjunto de dados, o Device configura a sua geração do dia seguinte e cria os cenários para a programação estocástica.

4.2.3.2 Dados Demand Load

As curvas de consumo foram coletadas da base de dados Low Carbon London (UK POWER NETWORKS, [s.d.]), referentes a um projeto que mediu o consumo de energia elétrica de 5567 residências de Londres entre os períodos de novembro de 2011 e fevereiro de 2014, usando medição inteligente.

Para uso do simulador, foram recolhidos os valores de consumo do mês de julho de 2013 de 8 casas diferentes. As informações coletadas são referentes a valores de energia consumida, em kWh, a cada meia hora. Portanto, algumas modificações se fizeram necessárias: a primeira adequação feita foi a de dividir o valor de energia consumida em meia hora por 2, resultando em dois valores idênticos de kWh para cada 15 minutos; o segundo processamento foi o de converter a energia por quarto de hora em valor de potência equivalente expressa em kW. Por fim, cada um dos 8 conjuntos de consumo foram armazenados em arquivos CSV individuais.

Na instanciação do objeto Demand Load, este é associado a um dos oito conjuntos de dados processados. A partir desse conjunto, o Device configura os valores de consumo pretendidos para o dia seguinte. Entretanto, durante a simulação, o objeto Demand Load armazena o valor real que foi consumido durante o dia, que pode ser diferente do inicialmente configurado devido a existência de resposta da demanda à altos preços. Assim, a geração de cenários para a otimização estocástica é feita a partir dos dados de consumo reais armazenados durante a simulação.

4.2.3.3 Dados de Aggregator

Esse objeto armazena os valores dos preços passados do mercado spot para serem usados na geração de cenários da otimização estocástica.

4.2.4 Otimização e Pyomo

4.2.4.1 Formulação estocástica

O problema modelado no simulador é o da redução dos custos do Prosumer frente à decisão de quanto contratar no Mercado Futuro, que ocorre a cada semana, levando em consideração a existência do Mercado Spot, que liquida a cada 15 minutos. As incertezas desse problema residem nos preços futuros do pool de energia, na variabilidade da geração e consumo do prosumidor e os dados determinísticos são os preços das tarifas no Mercado Futuro.

Dois estágios são modelados nesse problema. No primeiro estágio, deve-se decidir o quanto contratar no Mercado Futuro. Após tomada essa decisão, não se pode voltar atrás e o que resta são ações de recurso para o segundo estágio. As ações de recurso são a venda ou compra de energia no Mercado Spot para manter o balanço do prosumidor. Assim, o horizonte de tempo do processo estocástico é de 1 semana (intervalo entre Mercados Futuros).

A função objetivo que se pretende minimizar é, portanto, o custo de energia pago pelo Prosumer:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } z = & P_{MF_{T_1}} \times C_{MF_{T_1}} + P_{MF_{T_2}} \times C_{MF_{T_2}} + P_{MF_{T_3}} \times C_{MF_{T_3}} + P_{MF_{T_4}} \\ & \times C_{MF_{T_4}} + \sum_{t \in T} P_{MS}(t) \times C_{MS}(t) \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$\text{Sujeito a } P_{MF_{T_1}}, P_{MF_{T_2}}, P_{MF_{T_3}}, P_{MF_{T_4}} > 0 \quad (4.2)$$

$$P_{MF_{T_1}} + P_{MS}(t) \geq P(t) \quad \forall t \in T1 \quad (4.3)$$

$$P_{MF_{T_2}} + P_{MS}(t) \geq P(t) \quad \forall t \in T2 \quad (4.4)$$

$$P_{MF_{T_3}} + P_{MS}(t) \geq P(t) \quad \forall t \in T3 \quad (4.5)$$

$$P_{MF_{T_4}} + P_{MS}(t) \geq P(t) \quad \forall t \in T4 \quad (4.6)$$

$$P_{MS}(t) \geq 0 \mid P(t) \leq 0 \quad \forall t \quad (4.7)$$

$$P_{MS}(t) \geq 0 \mid P(t) \geq 0 \quad \forall t \quad (4.8)$$

Em que:

T é o conjunto de todos os 96 períodos de 15 minutos existentes em uma semana;

$T1, T2, T3$ e $T4$ são subconjuntos de T contendo aos períodos de 15 minutos dos postos horários T1, T2, T3 e T4 respectivamente;

P_{MF} é a demanda máxima contratada no mercado futuro;

C_{MF} é o preço da tarifa de demanda no mercado futuro;

$P_{MS}(t)$ é a demanda negociada no mercado spot durante a próxima semana;

$C_{MS}(t)$ é o preço do mercado spot durante a próxima semana;

$P(t)$ é a curva de potência total do Prosumer durante a próxima semana;

A restrição imposta pela Equação 4.2 determina que o prosumidor só pode comprar energia no Mercado Futuro. As Equações 4.3 a 4.6 determinam que, em qualquer instante, a soma da potência adquirida nos dois mercados deve ser maior ou igual à potência total demandada pelo usuário. A Equação 4.7 limita que a energia vendida no mercado spot seja sempre menor ou igual ao valor gerado. Por fim, a Equação 4.8 junto com a Equação 4.7, proíbem o prosumidor de vender no Mercado Spot a energia que adquiriu no Mercado Futuro.

4.2.4.2 Geração e redução de cenários

As variáveis aleatórias do problema definido pelas Equações 4.1 a 4.8 são os valores de consumo, geração e preços de energia para a semana seguinte. A otimização das equações depende, portanto, da previsão dos valores do processo estocástico. Dessa forma, é necessário gerar cenários que representem as possibilidades de realização das variáveis para a próxima semana.

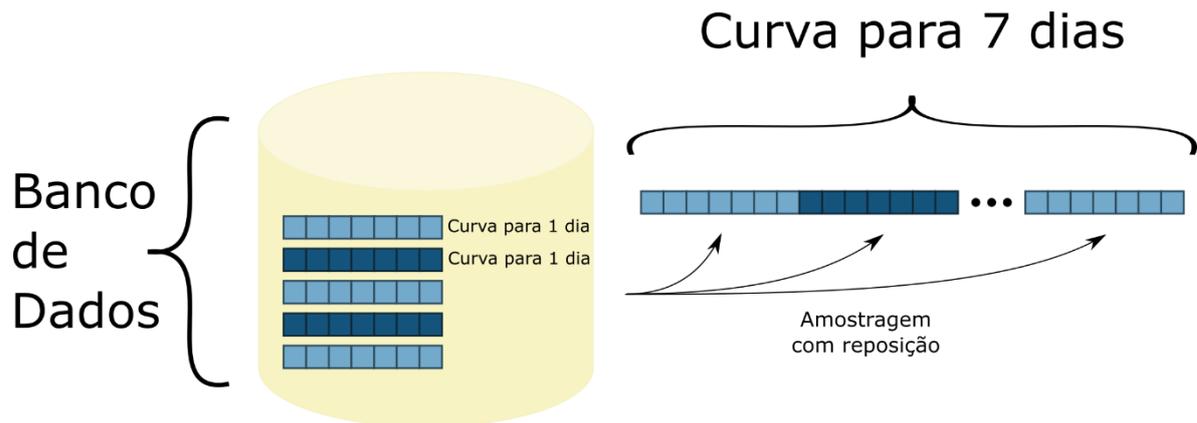
O modelo de geração de cenários adotado foi uma simplificação baseada nos métodos de Monte Carlo. A simplificação se dá pelo fato de a amostragem não ser feita a partir de uma distribuição de probabilidades, mas sim diretamente do banco de dados que contém os valores de geração, consumo e preço da energia.

A justificativa para a simplificação adotada é que a base de dados coletada contém relativamente poucas amostras (30 dias de consumo e 64 dias de geração), não sendo, portanto, adequada para calcular uma função de distribuição de probabilidades (f.d.p.) fiel ao processo estocástico da variável para cada período do dia. Outro motivo é que, para utilizar um método de Monte Carlo fiel ao problema seria necessário o cálculo de uma f.d.p para cada um dos 96 períodos de 15 minutos de um dia em cada um dos 3 conjuntos de geração e 8 conjuntos de consumo, além de ser necessário incluir no modelo a correlação dos valores de energia entre dois períodos de tempo adjacentes. Este último motivo adicionaria grande complexidade ao modelo, não justificando usá-lo frente a outros métodos, como o ARIMA, por exemplo.

A geração de cenários é feita, portanto, por meio de amostragem direta em bases de dados. Como exemplificação, considere 1 base de dados de geração de energia contendo os valores referentes a 64 dias: cada dia é representado por um vetor com 96 valores de potência de cada intervalo de 15 minutos. Para gerar 1 cenário futuro, amostra-se (com reposição) 7

vetores diários e, em seguida, concatena-se as curvas (vetores) escolhidas em um vetor de dados semanais. Repete-se esse procedimento outras 19 vezes a fim de se obter 20 previsões semanais futuras. Nesse processo, considera-se que cada cenário gerado tem a mesma probabilidade de ocorrência. A Figura 12 ilustra o processo de geração de cenários.

Figura 12 – Geração do cenário de uma semana



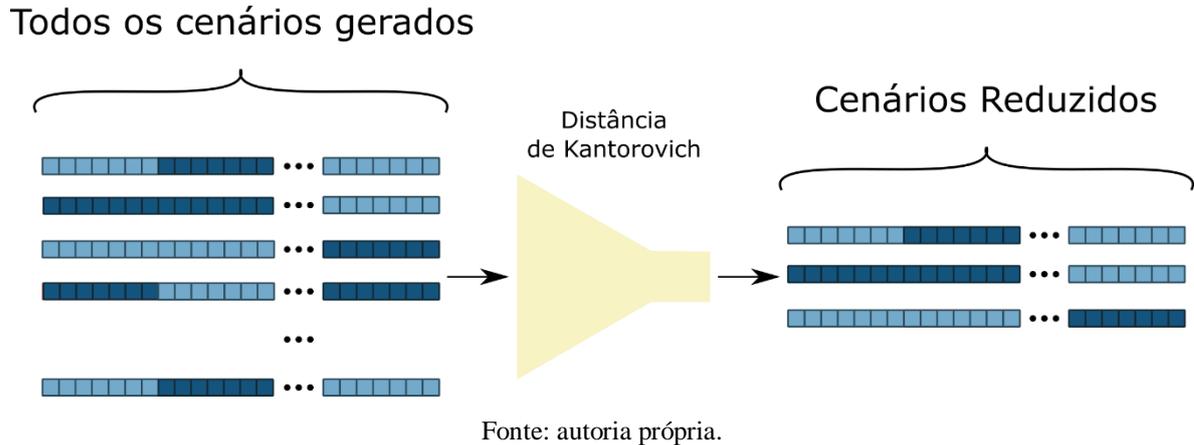
Fonte: autoria própria.

Após gerados os cenários de preço, consumo e geração, é necessário combiná-los e reduzi-los em número, já que a utilização direta de todas as 8000 combinações tornariam a otimização computacionalmente inviável. O método de redução escolhido foi a variação *seleção direta* da redução da distância de Kantorovich, descrito na seção 3.5.2. A redução foi feita em etapas:

- Passo 1:** Cada conjunto gerado (geração, consumo e preço) foi reduzido de 20 para 3 cenários.
- Passo 2:** Os cenários de geração e consumo foram combinados, resultando em 9 cenários de potência, cujas probabilidades foram obtidas pela multiplicação das probabilidades individuais do par geração-consumo combinado.
- Passo 3:** Os 9 cenários de potência foram reduzidos para 3 cenários. Caso o Prosumer não possua PV Generation, os 3 cenários reduzidos do Demand Load obtidos no Passo 1 já são os cenários reduzidos de potência.
- Passo 4:** Combina-se os 3 cenários de potência com os 3 cenários de preços reduzidos. Obtêm-se, então, 9 cenários de preço-potência, cujas probabilidades foram obtidas pela multiplicação das probabilidades individuais do par preço-potência combinado.

A Figura 13 ilustra o processo de redução de um conjunto de cenários. Esse processo é utilizado em todos os casos em que a redução se fez necessária, como para os conjuntos de geração, consumo e preço reduzidos de 20 para 3 e para os cenários de potência, reduzidos de 9 para 3.

Figura 13 – Redução de cenários



A Figura 14 esquematiza o processo de combinação de cenários reduzidos para gerar os 9 cenários finais utilizados durante a otimização. Após esse processo, o problema fica com a estrutura em árvore definida na Figura 15.

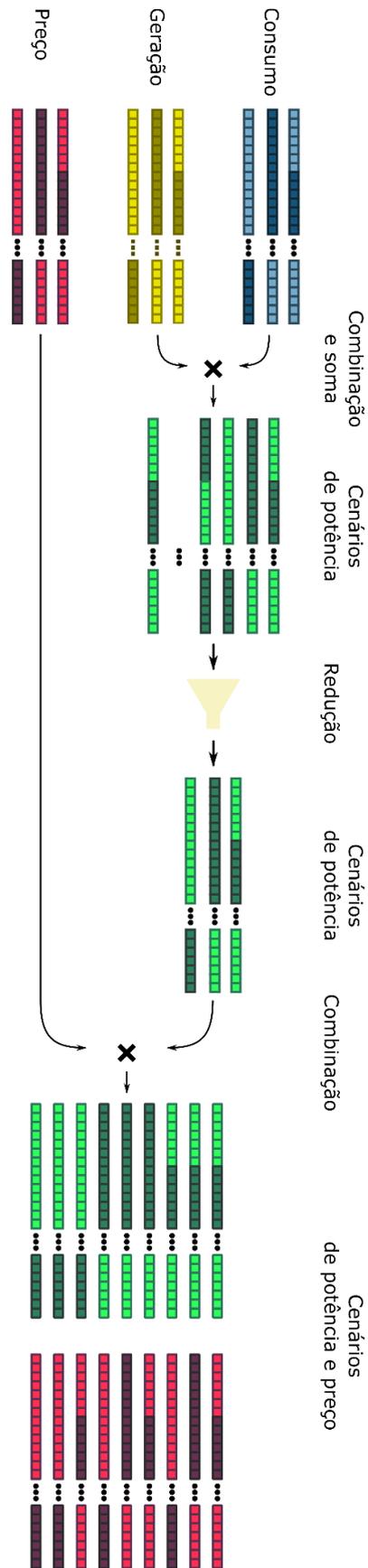
4.2.4.2 Pyomo/PySP

Para modelar o problema, o simulador utiliza o PySP, que consiste em, um módulo de otimização estocástica pertencente ao Pyomo (WATSON; WOODRUFF; HART, 2012). O Pyomo é um pacote de software em Python voltado para modelagem matemática de problemas de otimização que oferece uma série de classes comumente usadas nas programações matemáticas (HART et al., [s.d.]).

A vantagem da utilização do Pyomo sobre outras ferramentas de modelagem matemática, como AMPL, é que ele é baseado em Python, o que permite sua fácil integração com outras bibliotecas da linguagem.

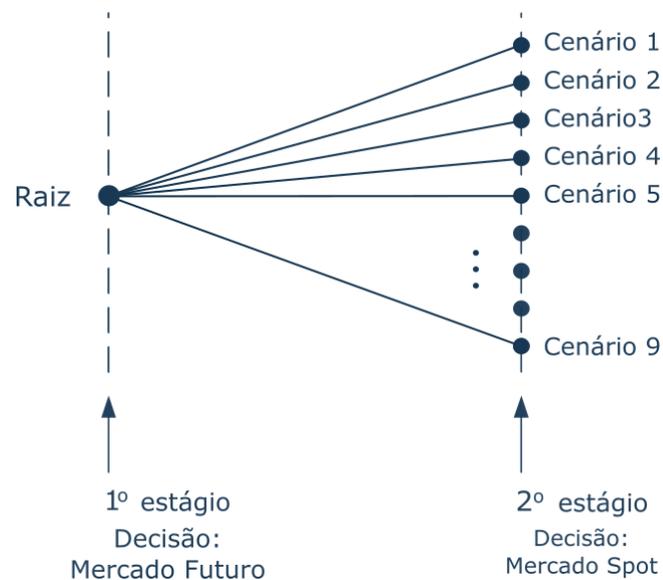
Dada a importância da etapa de otimização na simulação, é necessário explicar este pacote mais a fundo. Um tutorial completo da sua utilização, entretanto, pode ser encontrado em Hart et al. (s.d.) e Watson, Woodruff e Hart (2012).

Figura 14 - Processo de geração e redução de cenários de potência e preços



Fonte: autoria própria

Figura 15 - Estrutura em árvore do problema



Fonte: autoria própria.

4.2.4.2.1 Modelagem e parâmetros

As principais classes fornecidas pelo Pyomo são: Set, Param, Var, Objective e Constraint.

Set

Set pode ser entendido como uma série (de números ou objetos) que tem como função principal indexar outros objetos do Pyomo, como Param e Var.

Param

Param se refere aos parâmetros ou coeficientes das funções e devem ser fornecidos de antemão para a resolução do problema.

Var

Var define uma variável de uma função. A variável tem valor desconhecido e é função do software solucionador encontrar o valor adequado da mesma para otimizar o problema.

Objective

Objective é uma função objetivo a qual se deseja maximizar ou minimizar no processo de otimização. A função é definida utilizando as próprias classes definidas anteriormente (Set, Param e Var).

Constraint

A classe Constraint determina as restrições existentes no problema. De forma semelhante ao Objective, o Constraint é criado com os objetos Set, Param e Var já instanciados.

A modelagem do problema de otimização do Mercado Futuro tem as seguintes instâncias:

- Set T:

Essa série é uma sequência numérica de 1 a 672 e se refere a cada um dos 672 períodos de 15 minutos existentes entre dois mercados futuros e durante os quais ocorre liquidação do mercado spot.

- Set T1:

É uma sequência numérica descontínua que contém somente os eventos de mercado spot que ocorrem durante o posto horário T1. O Set T1 é um subconjunto de Set T: $\{1...24\} \cup \{97...120\} \cup \{193...216\} \cup \{289...312\} \cup \{385...408\} \cup \{481...504\} \cup \{577...600\}$.

- Set T2:

Semelhante a Set T1, considerando o posto horário T2. O Set T2 é: $\{25...64\} \cup \{121...160\} \cup \{217...256\} \cup \{313...352\} \cup \{409...448\} \cup \{505...544\} \cup \{601...640\}$.

- Set T3:

Semelhante a Set T1, considerando o posto horário T3. O Set T3 é: $\{65...84\} \cup \{161...180\} \cup \{257...276\} \cup \{353...372\} \cup \{449...468\} \cup \{545...564\} \cup \{641...660\}$.

- Set T4:

Semelhante a Set T1, considerando o posto horário T4. O Set T4 é: $\{85...96\} \cup \{181...192\} \cup \{277...288\} \cup \{373...384\} \cup \{469...480\} \cup \{565...576\} \cup \{661...672\}$.

- Param PRICEPOOL:

É um vetor indexado por Set T e que contém uma curva de previsão de preço spot da energia para cada um dos 672 eventos do Mercado Spot da semana seguinte.

- Param PRICE T1:

É o preço da energia no Mercado Futuro para o posto horário T1.

- Param PRICE T2:

É o preço da energia no Mercado Futuro para o posto horário T2.

- Param PRICE T3:

É o preço da energia no Mercado Futuro para o posto horário T3.

- Param PRICE T4:

É o preço da energia no Mercado Futuro para o posto horário T4.

- Param ENERGY:

É um vetor indexado por Set T que contém o cenário previsto de energia elétrica consumida/produzida pelo Prosumer em cada intervalo de 15 minutos da semana seguinte.

- Var CONTRACTWEEKLYT1:

Corresponde ao valor de demanda máxima que o Prosumer contratará da Retailer durante o posto horário T1. O valor dessa variável, obtido após otimização, é, em realidade, um valor de energia em kWh equivalente ao kW máximo contratado em um intervalo de 15 minutos.

- Var CONTRACTWEEKLYT2:

Semelhante à CONTRACTWEEKLYT1 aplicado ao posto T2

- Var CONTRACTWEEKLYT3:

Semelhante à CONTRACTWEEKLYT1 aplicado ao posto T3

- Var CONTRACTWEEKLYT4:

Semelhante à CONTRACTWEEKLYT1 aplicado ao posto T4

- Var CONTRACTPOOL:

É um vetor, indexado por Set T, que contém os valores de energia que será negociada no Mercado Spot da semana seguinte.

- Constraint LimitPoolContractT1:

Essa restrição impõe que a soma do valor de energia contratado no Mercado Spot e no contrato semanal seja maior ou igual à energia consumida pelo prosumer em cada instante do posto horário T1. A restrição é indexada pelo Set T1.

- Constraint LimitPoolContractT2:

Similar ao LimitPollContractT1, mas indexado pelo Set T2.

- Constraint LimitPoolContractT3:

Similar ao LimitPollContractT1, mas indexado pelo Set T3.

- Constraint LimitPoolContractT4:

Similar ao LimitPollContractT1, mas indexado pelo Set T4.

- Constraint LimitPoolContract:

Restrição que proíbe o consumidor de vender energia que não seja de geração própria, ou seja, evita que o prosumidor venda a energia do contrato semanal (mais barata) no Mercado Spot (possivelmente mais caro). Se essa restrição não for imposta, a otimização não convergiria, pois a solução ótima seria contratar quantidade “infinita” de energia barata para vendê-la mais cara no mercado pool.

- Objective OBJECTIVE:

A função objetivo a ser minimizada é:

$$\begin{aligned}
 OBJECTIVE = & CONTRACTWEEKLYT1 \times PRICET1 \\
 & + CONTRACTWEEKLYT2 \times PRICET2 \\
 & + CONTRACTWEEKLYT3 \times PRICET3 \\
 & + CONTRACTWEEKLYT4 \times PRICET4 \\
 & + \sum_{i \in Set I} PRICEPOOL[i] \times CONTRACTPOOL[i]
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

4.2.4.2.2 Otimizando o problema

Uma vez que o modelo Pyomo foi definido, a otimização é executada com os seguintes passos:

- O Prosumer executa os métodos de geração e redução de cenários conforme explicado na seção 4.2.3.2;
- Os dados de cada um dos 9 cenários devem ser armazenados em um arquivo “.dat” separado, fazendo a relação entre o dado e o Param correspondente que foi definido no modelo Pyomo. Os dados armazenados em cada arquivo “.dat” são: o vetor de preços spot para a próxima semana no Param PRICEPOOL; o vetor de potência para a próxima semana no Param ENERGY; os valores de cada tarifa do Mercado Futuro nos Params PRICE T1, PRICE T2, PRICE T3 e PRICE T4 e, por fim, armazena-se também os elementos dos Sets T, T1, T2, T3 e T4 explicitados em 4.2.3.2.1;
- Os valores de probabilidades de cada cenário é sobrescrito em um arquivo “.dat” que contém a descrição da estrutura estocástica do problema na forma de grafo. Nesse caso, a estrutura é um grafo em leque simples de 9 ramificações, uma para cada cenário.
- O Prosumer chama o método de resolução do Pyomo, que, por sua vez, lê os arquivos de dados, processa os dados e os envia para o solucionador (CPLEX).
- Ao final da otimização, o solucionador retorna o valor ótimo para um objeto Pyomo, do qual o Prosumer resgata o dado.

4.2.5 Funcionamento do simulador

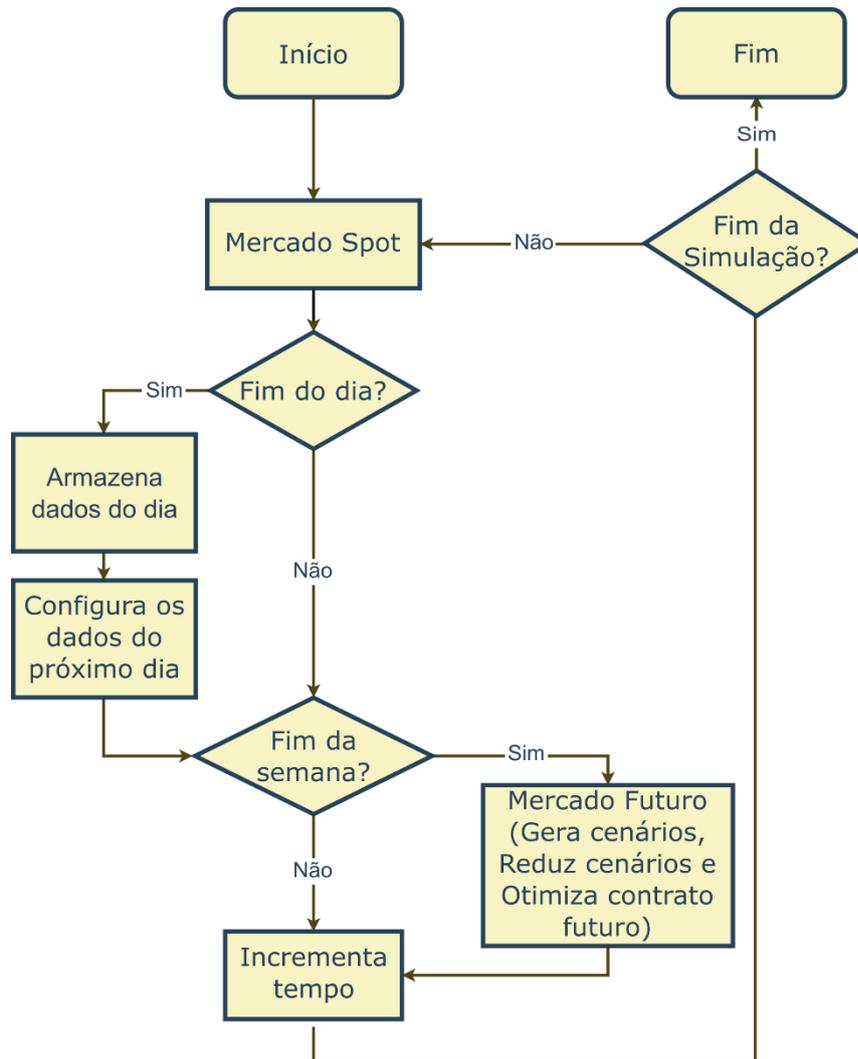
Com o intuito de explicar a dinâmica do simulador, os seus métodos foram agrupados em principais e secundários nessa seção. Os métodos principais são aqueles que modelam diretamente o comportamento dos agentes em si, enquanto os auxiliares lidam com o carregamento e armazenamento de dados e configurações da simulação.

4.2.5.1 Métodos principais

Tendo sido explicados os componentes do simulador, pode-se apresentar o comportamento sequencial do mesmo. O método principal da simulação é a rotina “simulation” do Controller. Essa função consiste em incrementar o tempo simulado e verificar, para cada incremento, quais métodos dos agentes devem ser invocados. Esse processo está esquematizado no fluxograma da Figura 16.

Observa-se que o Controller executa suas ações em loop, até o tempo simulado igualar ao tempo de fim de simulação armazenado no Controller. Em cada loop, o Controller sempre invoca os métodos de “Mercado Spot” e incrementa 15 minutos no tempo de simulação. Entre essas duas etapas, ele verifica se o dia e a semana acabaram. Se for o fim do dia, armazena os dados e carrega os dados do próximo dia; se também for o fim da semana, invoca os métodos do “Mercado Futuro”.

Figura 16- Rotina simulation do Controller

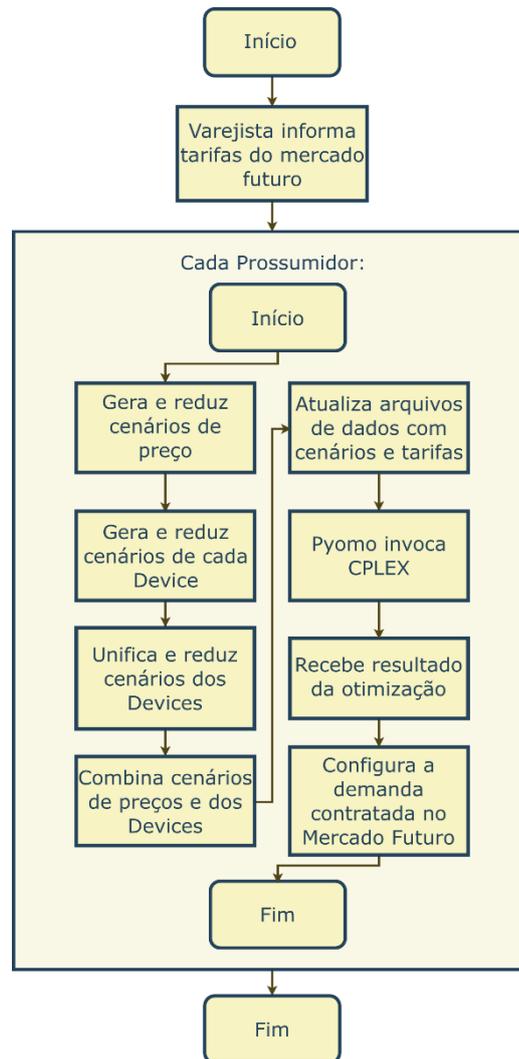


Fonte: autoria própria.

Os dois momentos mais importantes do fluxograma da Figura 16 são os eventos “Mercado Spot” e “Mercado Futuro”. Por isso, cada evento será expandido em fluxogramas à parte. Na Figura 17 são mostradas as funções internas ao bloco “Mercado Futuro” do fluxograma principal.

Observa-se pela Figura 17, que o método consiste na realização da otimização estocástica por cada Prosumer, constituindo-se das etapas de geração de cenários, redução de cenários, escrita nos arquivos de dados definidos pelo Pyomo, envio do problema para o CPLEX e resgate do valor otimizado.

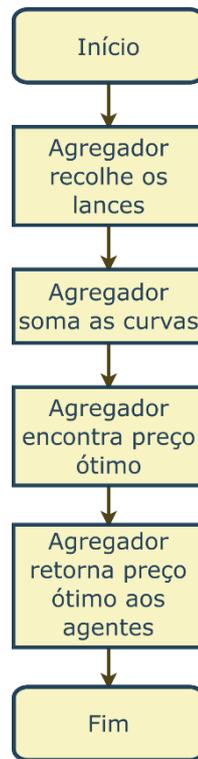
Figura 17 - Mercado Futuro



Fonte: autoria própria.

A Figura 18 abaixo expande o bloco “Mercado Spot” do fluxograma principal. Verifica-se que o agregador comanda essa etapa, recolhendo os lances, liquidando o mercado e retornando os resultados para os outros agentes no mercado. As funções “Agregador recolhe os lances” e “Agregador retorna preços ótimos aos agentes” serão expandidas em fluxogramas em seguida. O preço ótimo calculado pelo agregador é o preço de equilíbrio (aquele que faz a geração se igualar com o consumo).

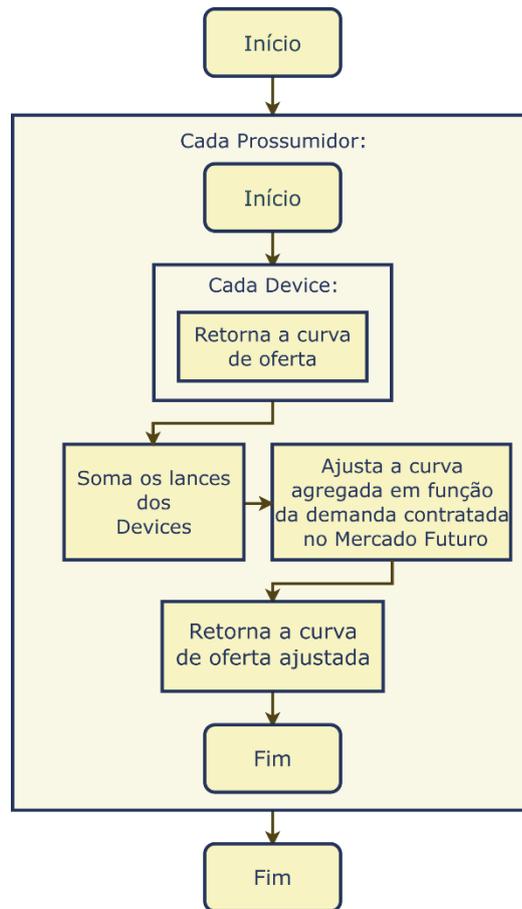
Figura 18 - Mercado Spot



Fonte: autoria própria.

A Figura 19 abaixo expande o bloco “Agregador recolhe os lances” do fluxograma da Figura 18. Como esquematizado pela Figura 19, cada Prossumidor pede aos seus Devices os lances individuais e faz os ajustes necessários antes de enviar a curva agregada ao Agregator. Esse fluxograma não representa o recolhimento do lance da Varejista, que é um procedimento muito simples: a Varejista simplesmente retorna sua curva de lances já predefinida antes da simulação, sem realizar cálculos.

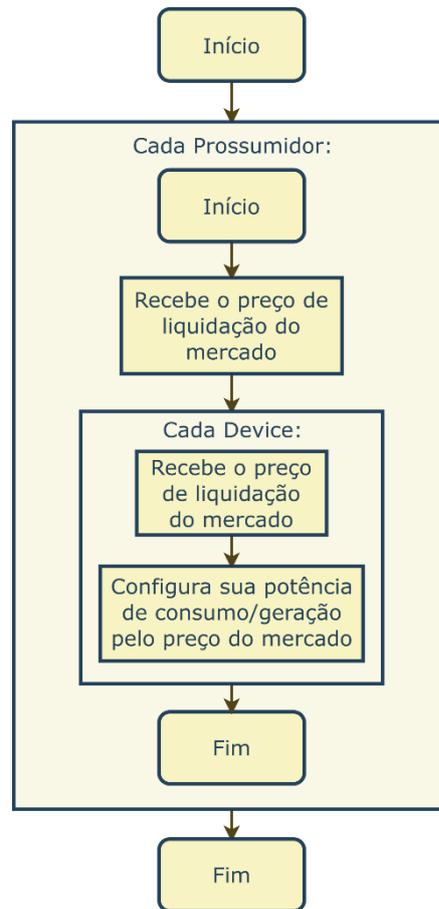
Figura 19 - Agregador recolhe os lances



Fonte: autoria própria.

A Figura 20 abaixo expande o bloco “Agregador retorna preços ótimos aos agentes” do fluxograma da Figura 18. Como pode ser verificado, cada Prosumidor repassa o preço de liquidação aos Devices, os quais devem configurar seu consumo e geração para os valores determinados pelos seus lances individuais. Esse fluxograma também não representa o retorno do preço ótimo para o Retailer, que é um procedimento muito simples: o Retailer simplesmente configura sua potência para o valor determinado pelo preço de liquidação e o seu lance individual.

Figura 20 - Agregador retorna preços ótimos aos agentes



Fonte: autoria própria.

4.2.5.2 Métodos secundários

Além dos métodos principais descritos na seção anterior, o simulador utiliza outras rotinas antes, durante e após a simulação dos mercados relacionadas à inicialização das bases de dados e escrita de arquivos com os dados obtidos na simulação. Agrega-se essas funções, então, em configurações iniciais, diárias e finais.

Configurações iniciais

Nesse estágio, o Controller carrega as bases de dados dos arquivos de geração e consumo em listas Python públicas que podem ser acessadas pelos demais agentes durante a simulação.

Configurações diárias

Durante a simulação, ao final de cada dia, o Controller passa uma lista Python para todos os agentes para que estes armazenem nela os valores de energia e preço ocorridos durante o dia.

Configurações Finais

Ao chegar no final da simulação, o Controller realiza algumas análises de média com os dados diários armazenados e escreve em um arquivo csv os resultados dessas análises e os dados diários brutos para análises posteriores.

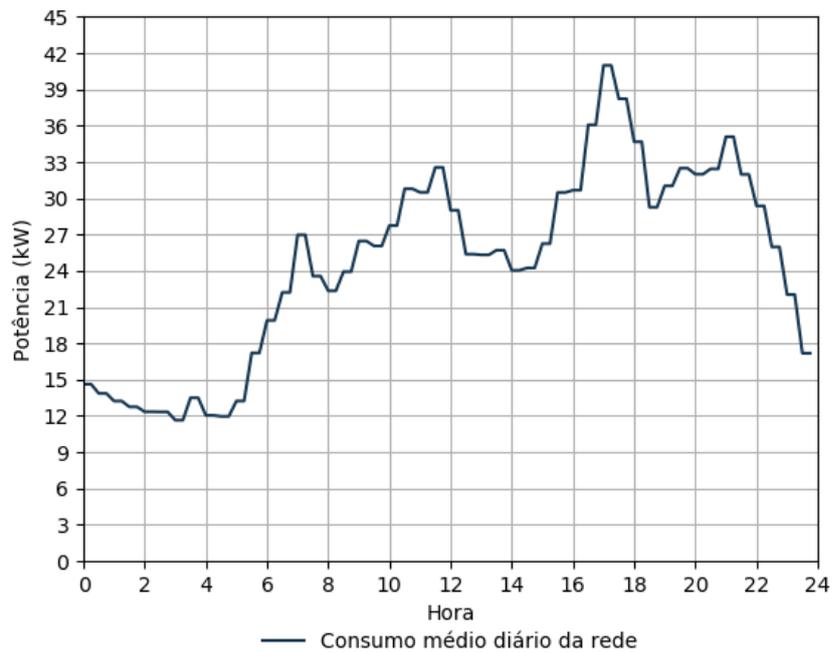
5 SISTEMAS DE TESTE

5.1 Configurações

O modelo de mercado proposto foi simulado em 4 variações de um sistema composto por 100 prossumidores, 1 agregador e 1 varejista. A porcentagem de residências com painéis fotovoltaicos instalados varia de 0%, 15%, 30% e 60% entre os cenários, em que a potência instalada de cada sistema está entre 1 a 3,5 kW. Nos quatro cenários, o Mercado Futuro ocorre a cada semana e o Mercado Spot a cada 15 minutos.

O sistema utiliza 4 postos horários para o Mercado Futuro, baseados no padrão de consumo médio da rede: períodos de alta demanda resulta em tarifas mais caras. A curva de demanda média está plotada no Gráfico 1. Os postos horários e respectivos valores de tarifa foram, então, definidos conforme a Tabela 1.

Gráfico 1 - Consumo médio da rede ao longo de um dia



Fonte: autoria própria.

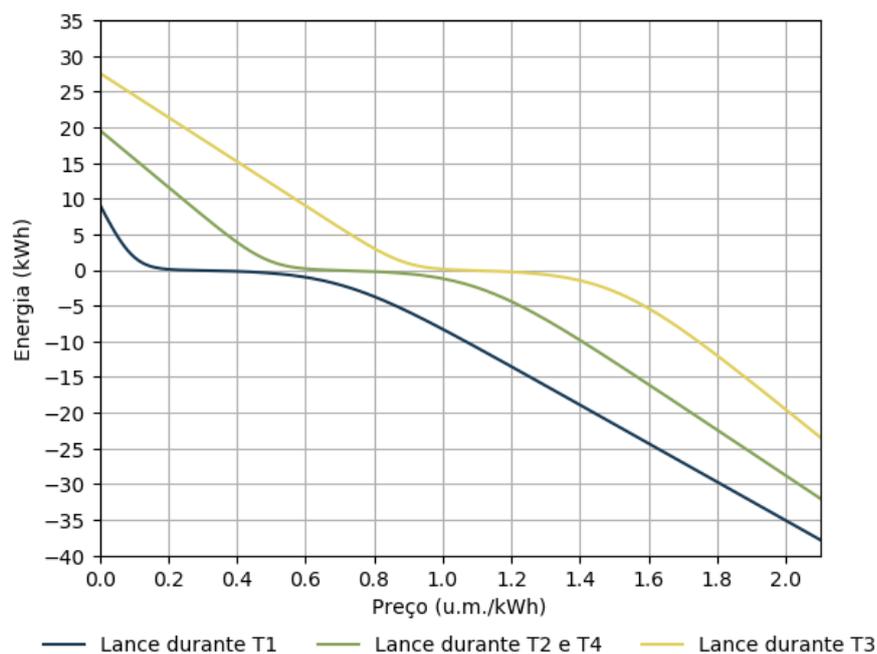
Tabela 1 – Postos horários e tarifas

Posto Horário	Intervalo do Posto (h)	Tarifa (u.m./kWh)
T1	[00:00 – 06:00)	0,4
T2	[06:00 – 16:00)	0,8
T3	[16:00 – 21:00)	1,2
T4	[21:00 – 00:00)	0,8

Fonte: autoria própria.

Devido à distinção de tarifas no Mercado Futuro, a varejista também conta com uma curva-lance fixa para usar no Mercado Spot em cada posto horário. Cada curva está diretamente relacionada ao valor da tarifa praticada no Mercado Futuro e reflete o interesse da varejista de comprar ou vender eletricidade: a companhia deseja vender energia no pool apenas se o preço da eletricidade for mais caro que o ofertado por ela no Mercado Futuro. Caso o preço spot for menor que a tarifa correspondente, a empresa comercializadora estará interessada em adquirir energia elétrica. Além disso, em um mercado competitivo, supõe-se que os agentes ofertem de acordo com o seu custo marginal, portanto, a varejista venderá tanto mais energia quanto mais caro for o preço spot. Raciocínio similar se aplica à compra de energia. O Gráfico 2 mostra as curvas de oferta da varejista para o Mercado Spot usadas na simulação, no qual o um valor de energia positivo indica compra e negativo indica venda de energia.

Gráfico 2 – Ofertas da Varejista no Mercado Spot

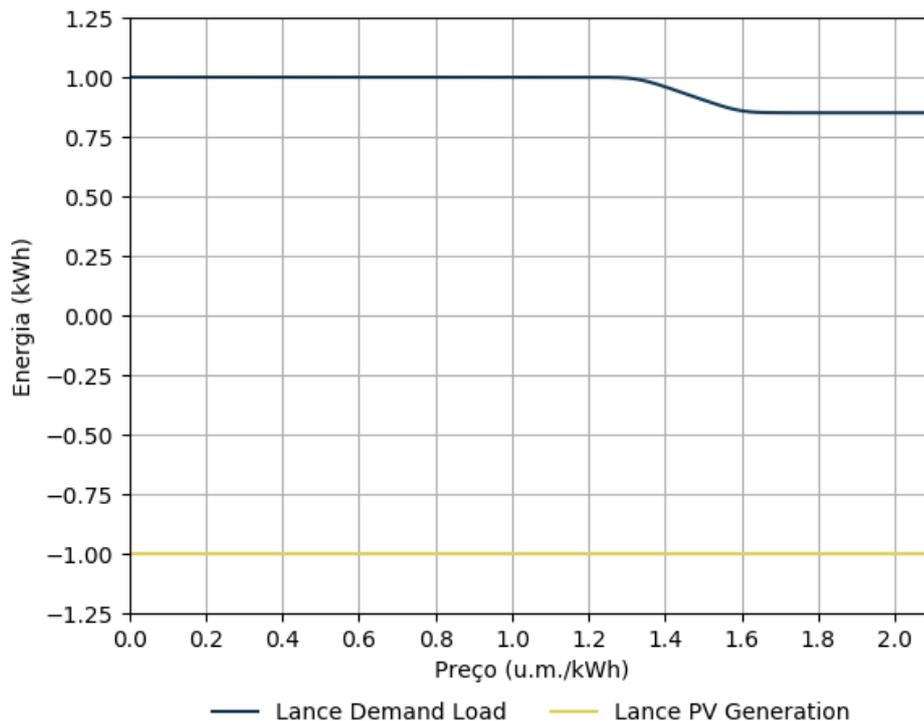


Fonte: autoria própria.

No Mercado Futuro, cada prosumidor contrata um valor de demanda máxima para cada posto horário. No Mercado Spot, a curva-lance do prosumidor é a agregação das curvas dos seus devices, subtraindo a demanda já reservada no Mercado Futuro.

Os devices participam do pool de energia de acordo com seus custos marginais. A curva de oferta do PV Generation é uma reta no valor de potência de geração atual, pois tem custo marginal nulo. Já a curva do Demand Load é um degrau decrescente que simula a resposta do consumidor a altos preços. Em cada lance, o Demand Load está disposto a reduzir em até 15% da sua intenção de consumo, a depender do preço do kWh. O Demand Load considera como caro um preço de energia que ultrapassa o enésimo percentil do histórico de preços anteriores: cada Demand Load tem um valor de percentil fixo durante a simulação e que está entre o 70º e o 80º percentil. O Gráfico 3 mostra um exemplo dos lances dos Devices.

Gráfico 3 – Oferta dos Devices no Mercado Spot



Fonte: autoria própria.

O sistema foi simulado em um computador com processador Intel Core i5, 4 GB de memória RAM e sistema operacional Linux Ubuntu 16.04 LTS. A simulação de 73 dias de cada sistema teve duração aproximada de 2h30min em tempo real. Ao final desse período, analisou-se os dados de geração, consumo e preço para cada intervalo de 15 minutos dos 73 dias.

5.2 Resultados e análises

O primeiro ponto a ser analisado é a variação dos preços spot médio em cada posto horário ao longo da simulação. Os Gráficos 4 a 7 mostram o valor médio do preço Spot para cada posto horário dos 73 dias simulados.

Gráfico 4 – Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 0% de geração PV

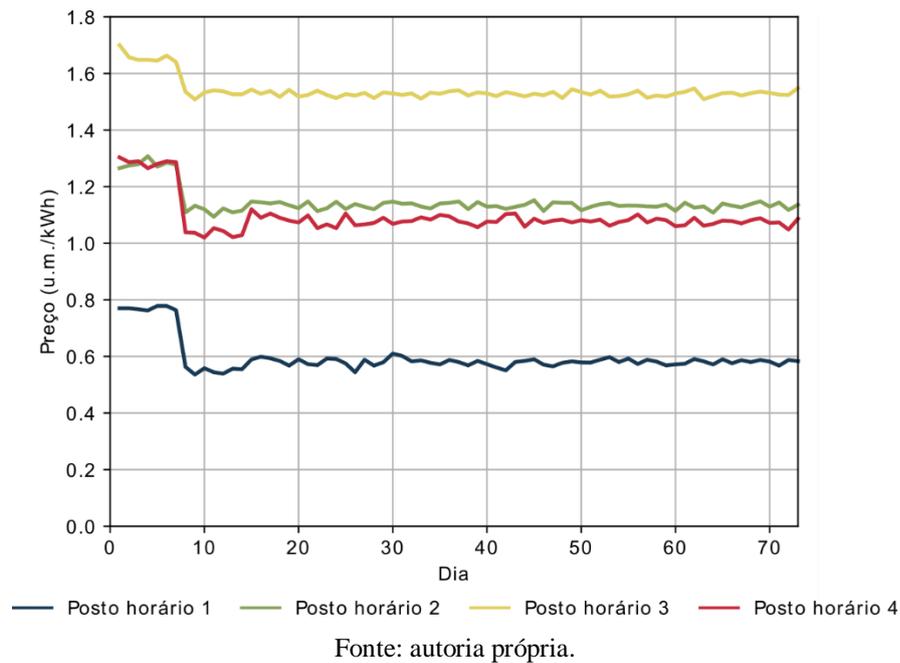


Gráfico 5 – Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 15% de geração PV

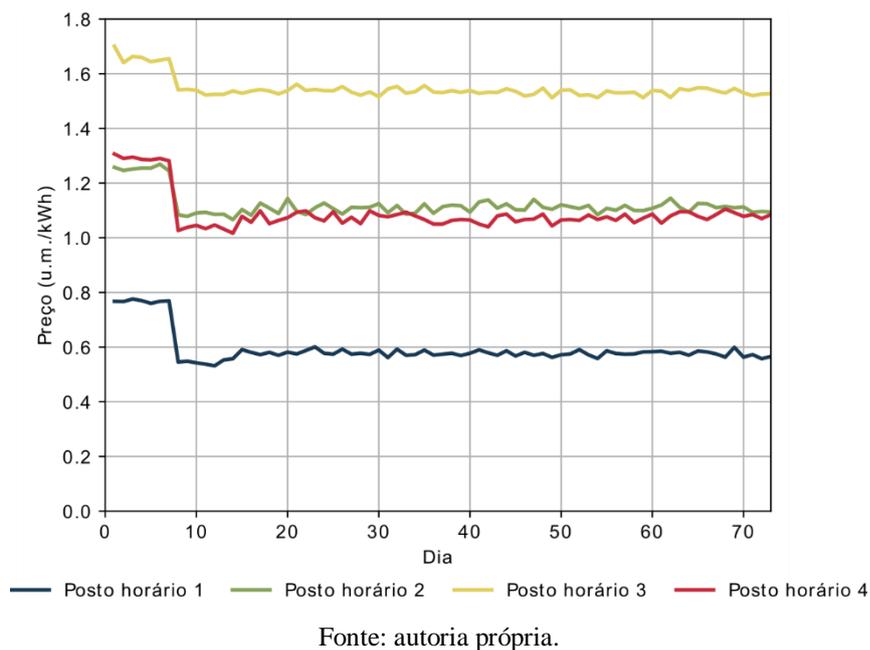
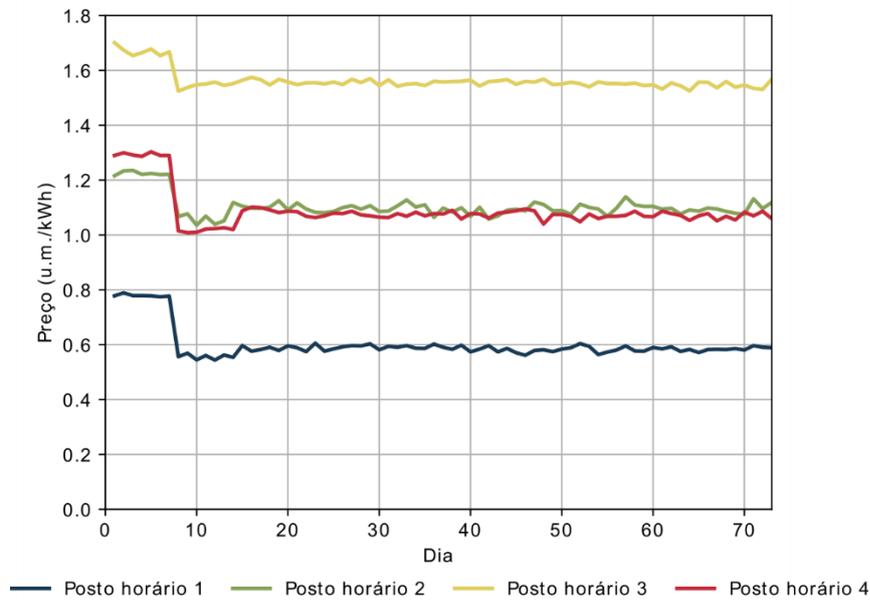
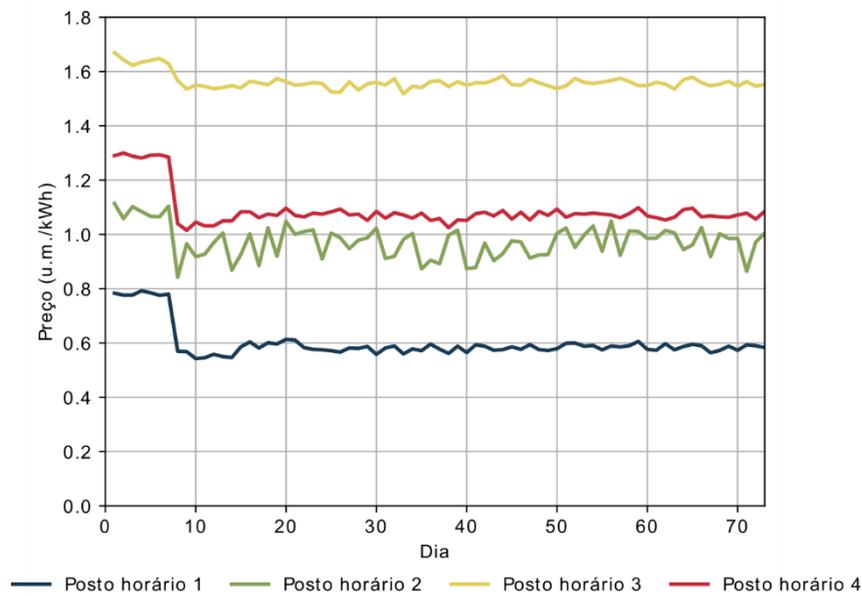


Gráfico 6 - Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 30% de geração PV



Fonte: autoria própria.

Gráfico 7 - Preço médio da energia no Mercado Spot: sistema 60% de geração PV



Fonte: autoria própria.

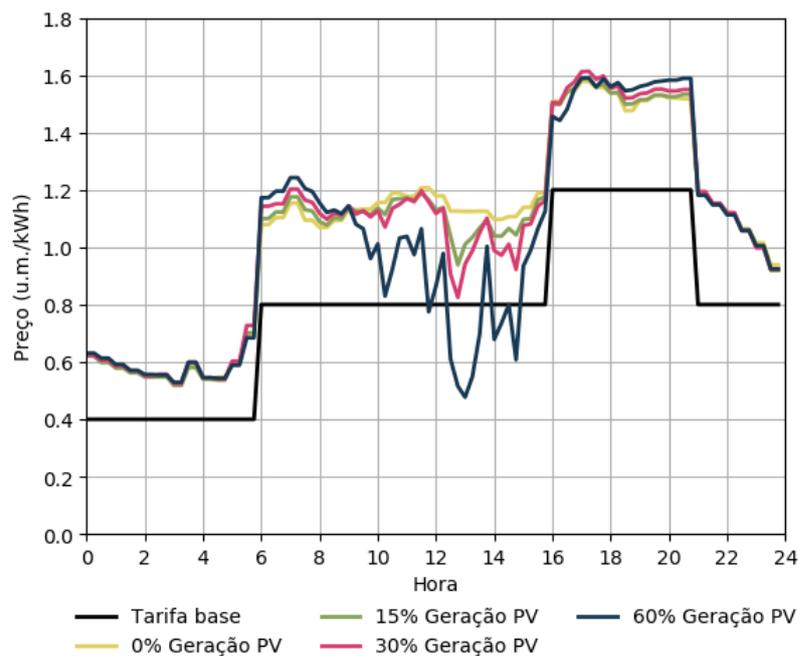
Dos gráficos acima, percebe-se que inicialmente os preços tiveram grande variação, mas estabilizaram a partir da segunda semana. Isso ocorreu porque não foi realizada otimização estocástica (nem Mercado Futuro) para a primeira semana, devido a inexistência de dados de preços passados para serem usados no processo de geração de cenários. A partir da segunda

semana, porém, uma parcela da demanda já foi suprida pelo Mercado Futuro, causando uma redução da procura de energia no Mercado Spot, com conseqüente redução dos seus preços.

Da estabilidade observada nos preços spot pode-se concluir que, no sistema de agentes que jogam com seus custos marginais e onde a energia vendida pela varejista é adquirida e repassada aos consumidores a preços estáveis, ou previsíveis, o comportamento de otimização descentralizado conseguiu chegar a um equilíbrio na dinâmica dos dois mercados. Isso significa que a rede se estabilizou em valores ótimos de contratação no Mercado Futuro que levou à preços estáveis no Mercado Spot.

Ainda analisando os preços, o Gráfico 8 compara a curva diária média dos preços spot de cada uma das quatro variações simuladas com os valores de tarifa praticados pela varejista no Mercado Futuro.

Gráfico 8 - Preço médio ao longo de um dia no Mercado Spot

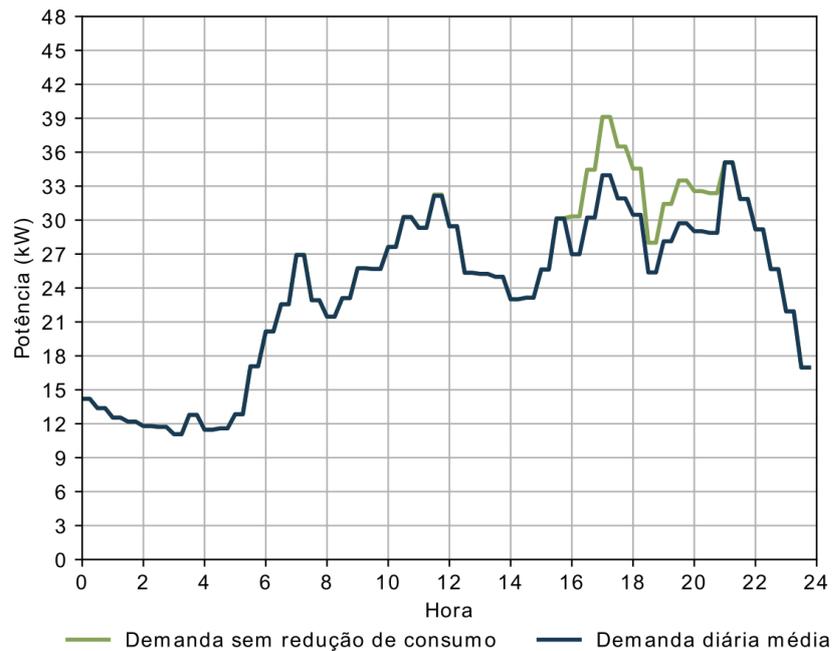


Fonte: autoria própria.

Verifica-se que nos 4 sistemas, os preços do kWh se mantiveram, no geral, acima da tarifa base. As maiores variações entre os sistemas ocorreram entre às 9h e às 16h, onde o preço da energia ficou menor nas simulações com maior presença de geração solar. Na variação simulada com 60% de geração, o preço spot médio chegou a ser inferior à tarifa base por volta das 13hs, indicando sobra de oferta de eletricidade na rede com conseqüente aquisição de energia pela varejista.

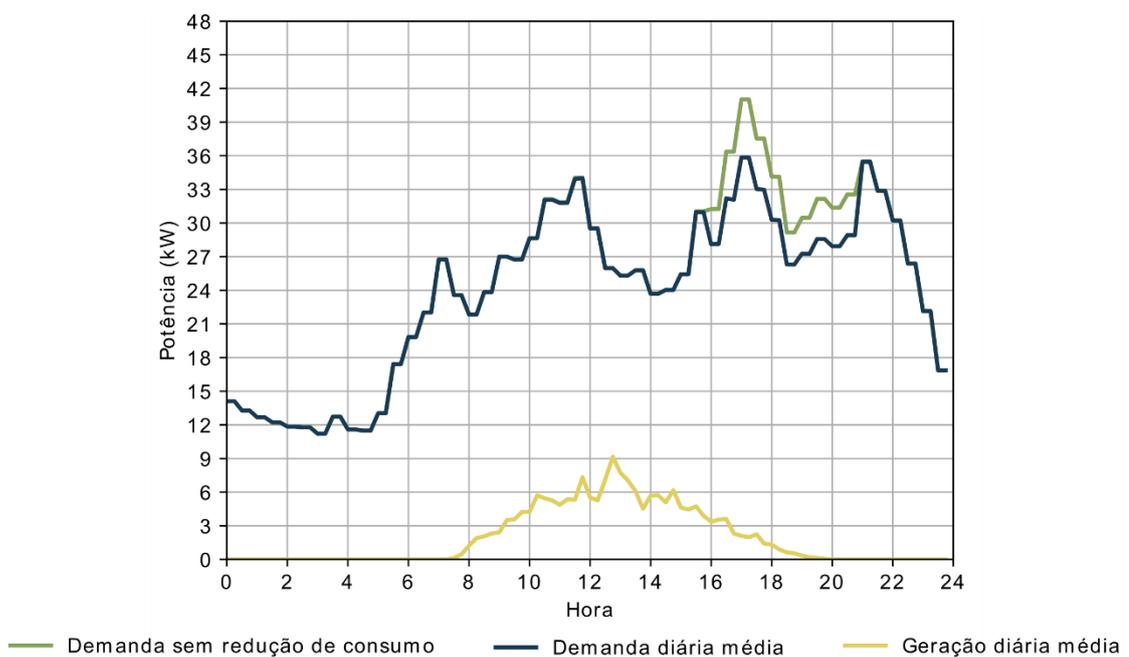
Analisa-se agora o comportamento dos devices Demand Load e PV Generation. Os Gráficos 9 a 12 mostram os perfis de consumo e geração médios da rede em um dia. Além disso, mostra-se o valor de energia que o Demand Load consumiria se não fosse responsivo aos preços do mercado.

Gráfico 9 - Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 0% de geração PV



Fonte: autoria própria.

Gráfico 10 - Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 15% de geração PV



Fonte: autoria própria.

Gráfico 11 - Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 30% de geração PV

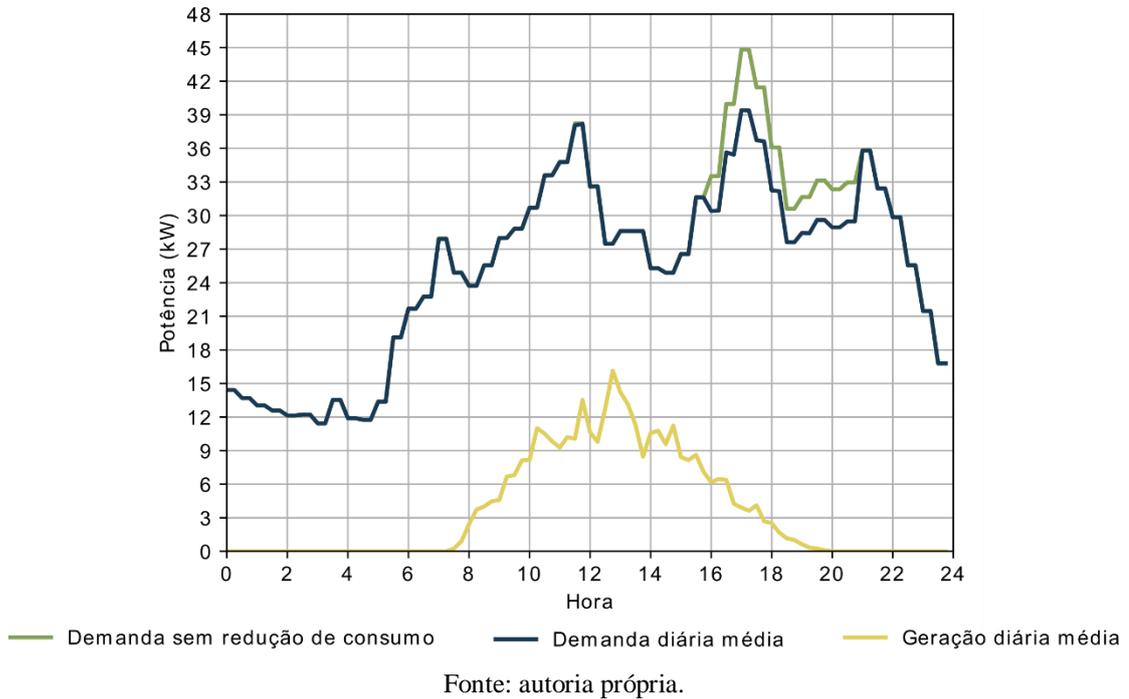
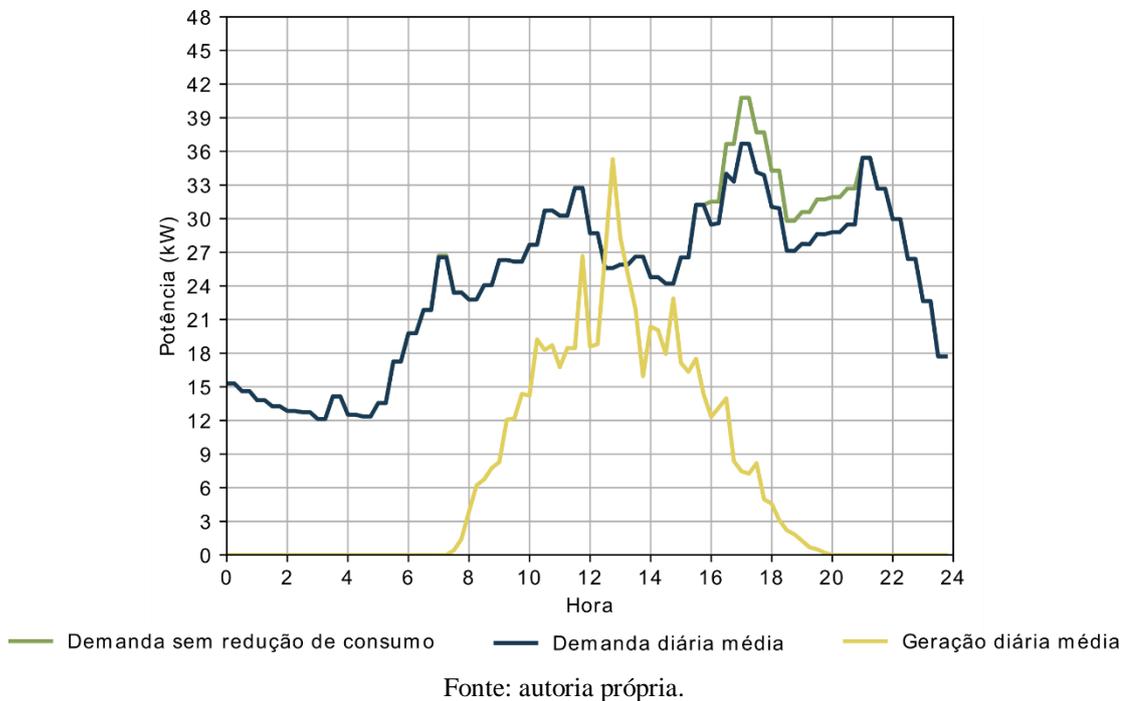


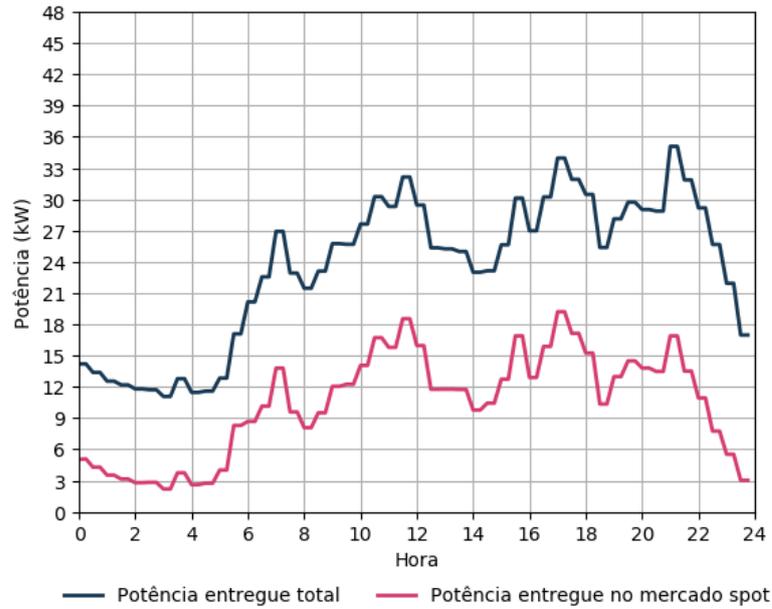
Gráfico 12 - Potência média dos Devices ao longo do dia: sistema 60% de geração PV



Vê-se que a disponibilidade para redução de consumo do device Demand Load foi posta em prática e teve efeito, diminuindo o pico de demanda da rede durante o posto horário T3, o de tarifa mais cara. O pico de redução de consumo nos Gráficos 9, 10, 11 e 12 foram de 5,15; 5,17; 5,41; 4,11 kW respectivamente.

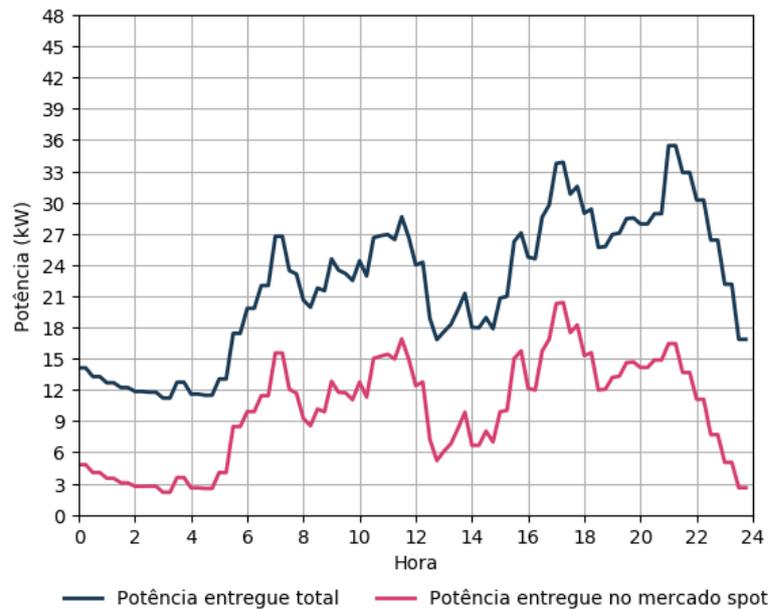
Os Gráficos 13 a 16 mostram a curva de a potência média da rede observada pela varejista ao longo de um dia, assim como a parcela dessa demanda que foi suprida pelo Mercado Spot.

Gráfico 13 - Potência da rede observada pela Varejista: sistema 0% de geração PV



Fonte: autoria própria.

Gráfico 14 - Potência da rede observada pela Varejista: sistema 15% de geração PV



Fonte: autoria própria.

Gráfico 15- Potência da rede observada pela Varejista: sistema 30% de geração PV

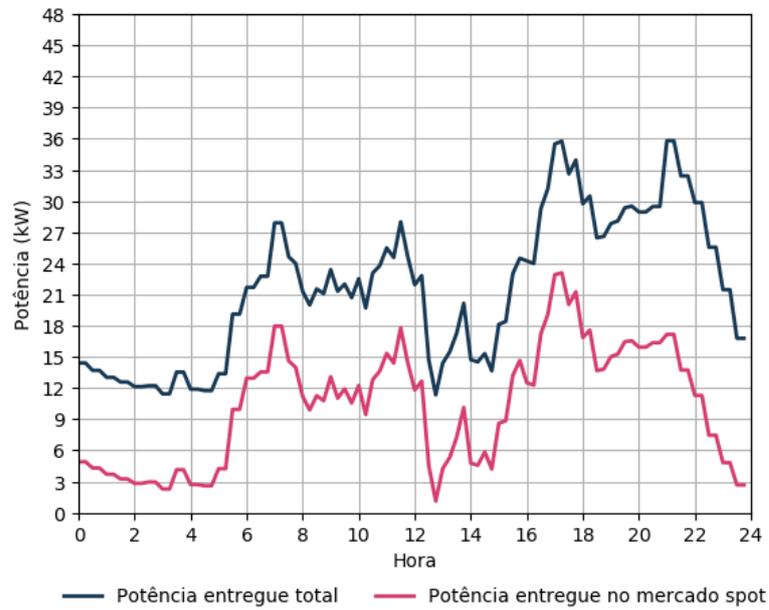
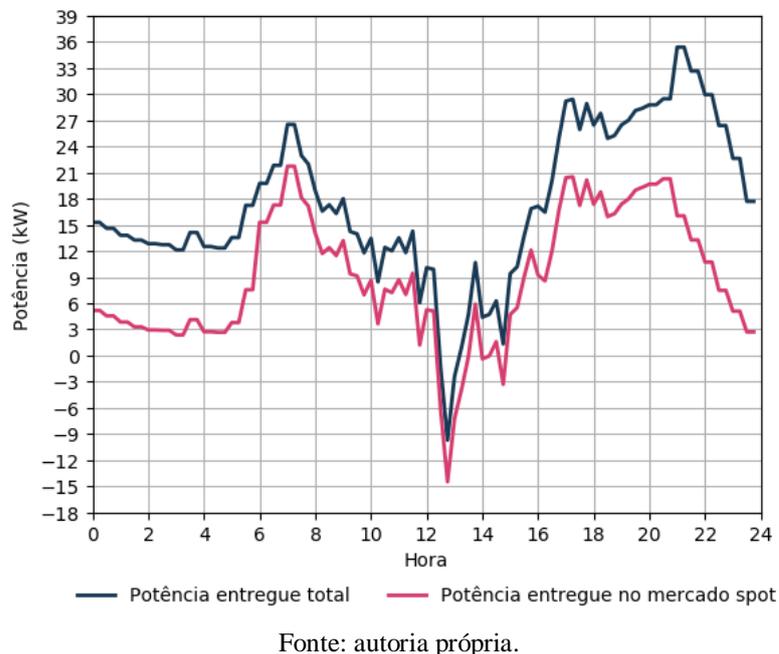


Gráfico 16- Potência da rede observada pela Varejista: sistema 60% de geração PV



A energia transacionada no Mercado Futuro equivale à área entre as duas curvas dos gráficos acima. Verifica-se, portanto, que o Mercado Futuro cumpre a função de suprir uma demanda “fixa”, pouco variável. Nos sistemas com maior presença de geração, como no caso da variação 60% de geração PV, o Mercado Spot ficou quase que totalmente responsável pelo

suprimento da rede nos horários de maior luminosidade solar, visto que havia muita geração disponível para venda por parte dos prossumidores nesses horários.

Observa-se também que o aumento da potência instalada de painéis fotovoltaicos acarreta na potência suprida pela varejista o fenômeno conhecido como “curva de pato”, em que a geração solar causa uma depressão (a barriga do pato) na curva por volta de meio dia seguido de uma rampa (o pescoço do pato) que geralmente coincide com o horário de pico de consumo por volta das 18:00h. Salienta-se porém que, nos sistemas analisados, a rampa chegou a ser reduzida um pouco, devido à redução de consumo durante o posto horário T3, conforme demonstrado nos Gráficos 9 a 12.

A Tabela 2 compila alguns resultados numéricos obtidos das simulações do ponto de vista da varejista. Ela mostra que, com o aumento da geração fotovoltaica, a varejista perde parte do mercado para as gerações distribuídas (com custo marginal mais baixo). Observa-se também que, com o aumento da penetração de painéis fotovoltaicos na rede, o Mercado Spot passou a ter maior influência nas transações energéticas da varejista. Uma forma de interpretar isso é a de que os consumidores, em média, passaram a contratar menos do Mercado Futuro pela disponibilidade de geração mais barata no Mercado Spot.

Tabela 2 - Energia e dinheiro transacionados pela Varejista nos mercados

Sistema simulado (% Geração PV)	Energia transacionada			Dinheiro transacionado		
	Total (kWh)	Mercado Futuro (%)	Mercado Spot (%)	Total (u.m.)	Mercado Futuro (%)	Mercado Spot (%)
0	33.122,97	55,60	44,40	34.245,03	48,09	51,91
15	31.065,18	54,87	45,13	32.074,06	46,96	53,04
30	30.536,96	52,32	47,68	31.999,24	43,81	56,19
60	24.659,93	49,22	50,78	26.304,99	38,11	61,89

Fonte: autoria própria.

A Tabela 3 resume alguns resultados obtidos nas simulações referente ao consumo de energia por parte dos prossumidores. Ela mostra que os prossumidores adquiriram aproximadamente metade da energia consumida em cada um dos mercados, sendo que aqueles com geração PV dependeram um pouco mais do Mercado Spot e aqueles sem geração PV um pouco mais do Mercado Futuro.

Tabela 3- Energia adquirida por prosumidor nos mercados

Sistema simulado (% Geração PV)	Energia média adquirida por consumidor com geração PV			Energia média adquirida por consumidor sem geração PV		
	Total (kWh)	Mercado Futuro (%)	Mercado Spot (%)	Total (kWh)	Mercado Futuro (%)	Mercado Spot (%)
0	-	-	-	331,20	55,60	44,40
15	164,51	45,75	54,25	336,44	55,65	44,35
30	179,08	42,3	57,69	359,49	54,46	45,54
60	185,54	41,21	58,79	338,19	55,82	44,18

Fonte: autoria própria.

Por fim, a Tabela 4 resume alguns resultados monetários referentes aos gastos dos prosumidores. Ela mostra que os prosumidores com geração PV gastaram menos com energia se comparado com aqueles sem geração distribuída. Ainda, a presença de painel fotovoltaico fez o prosumidor utilizar menos o Mercado Futuro para compra de energia.

Tabela 4 - Dinheiro gasto por prosumidor nos mercados

Sistema simulado (% Geração PV)	Dinheiro médio gasto por consumidor com geração PV			Dinheiro médio gasto por consumidores sem geração PV		
	Total (u.m.)	Mercado Futuro (%)	Mercado Spot (%)	Total (u.m.)	Mercado Futuro (%)	Mercado Spot (%)
0	-	-	-	342,45	48,09	51,91
15	177,08	30,73	69,27	346,09	48,43	51,57
30	199	28,01	71,99	371,61	47,44	52,56
60	219,21	25,95	74,05	328,80	50,27	49,73

Fonte: autoria própria.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusão

As mudanças que os sistemas de potência vêm passando ao redor do mundo levanta questionamentos quanto à possibilidade de se manter os mercados de eletricidade atuais funcionando adequadamente. Desta forma, este trabalho se propôs a criar um modelo de mercado de eletricidade para redes de distribuição ativas.

O modelo proposto se baseia na abertura do mercado varejista à competição e conta com dois ambientes de contratação: um Mercado Futuro de frequência semanal e tarifas fixas e um Mercado Spot com liquidação a cada 15 minutos e preço variável. O mercado e o comportamento dos agentes foram modelados em Python, sendo que o processo de decisão dos prosumidores foi formulado como um problema de otimização estocástica.

O modelo de mercado e o simulador foram testados através da simulação de um sistema composto por 100 prosumidores, 1 varejista e 1 agregador, com variações na penetração de geração distribuída na rede.

Os resultados mostraram que a potência contratada no Mercado Futuro pelos prosumidores se refere a uma potência de consumo constante esperada ao longo do posto horário, enquanto que deixou-se para negociar no Mercado Spot a aquisição da parcela da demanda com maior variabilidade. Isto sugere a importância do Mercado Spot, com seu preço em tempo real, como mecanismo para integrar e gerenciar os recursos energéticos de redes de distribuição ativas que representam fontes de incertezas. Mesmo com essas vantagens do Mercado Spot, o Mercado Futuro continuou a ter sua importância para o sistema, visto que alguns consumidores, como aqueles sem geração própria, ainda continuaram a adquirir boa parcela da sua energia no Mercado Futuro.

A otimização estocástica como processo de decisão ativo e descentralizado utilizado por cada prosumidor não impediu o funcionamento dos mercados, mas permitiu que o sistema encontrasse um equilíbrio de valor contratado no Mercado Futuro (causando a estabilização do preço spot médio ao longo da simulação). O processo de decisão no Mercado Spot, representado pela submissão das ofertas ao agregador, também dá autonomia ao prosumidor ao permitir que esse informe de antemão o quanto de energia está disposto a adquirir/fornecer a depender do preço do kWh. Vê-se, assim, que o modelo de mercado proposto aborda justamente a questão de integrar e controlar os recursos energéticos de uma

rede de distribuição ativa, de forma que o gerenciamento das incertezas não fica a cargo apenas de uma entidade central, mas divide-se entre os usuários do sistema.

Quanto à questão monetária, observa-se que o Mercado Spot é vantajoso para o sistema quando há bastante geração solar, pois o preço spot reduz. É ainda mais vantajoso para os prosumidores que possuem geração distribuída, pois significa redução de gastos.

Por fim, observou-se que o aumento da penetração de geração distribuída ocasiona o fenômeno de “curva de pato” na curva de potência suprida pela varejista. Entretanto, os preços spot mais caros ao final da rampa da “curva de pato” contribuíram para uma pequena redução da rampa, mostrando que num sistema real, a participação dos consumidores é crucial para resolver ou amenizar esse problema. Sistemas de armazenamento de energia também poderiam ser utilizados como forma de controlar o problema.

6.2 Trabalhos futuros

É deixada como sugestões para trabalhos futuros:

- A modelagem e inclusão de dispositivos armazenadores de energia elétrica como um Device na simulação e análise dos impactos de sua presença na rede;
- A modelagem e inclusão de cargas com horário de funcionamento agendável como um Device na simulação e análise dos impactos de sua presença na rede;
- A modelagem e inclusão de geração eólica como um Device na simulação e análise dos impactos de sua presença na rede;
- A inclusão de outra Varejista na simulação para avaliar a dinâmica dos Prosumidores no Mercado Futuro;
- O aprimoramento da modelagem da curva de oferta da Varejista no Mercado Spot, considerando variações de curva a serem utilizadas dentro de um mesmo posto horário;
- A modelagem da topologia da rede no simulador e análise do impacto do modelo de mercado nos níveis de tensão, perdas e congestionamento da rede.

REFERÊNCIAS

- ALQURASHI, Amru; ETEMADI, Amir H.; KHODAEI, Amin. Treatment of uncertainty for next generation power systems: State-of-the-art in stochastic optimization. **Electric Power Systems Research**. [s. l.], v.141, p. 233-245. dez. 2006.
- AVILÉS, Ivan Pablo Lobos. **Avaliação de Smelter de Alumínio Auto-Suficiente em Geração de Energia Elétrica pela Metodologia de Opções Reais**. 2009. 93 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Administração, Programa de Pós- Graduação em Administração de Empresas da Puc-Rio, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Cap. 4.
- BIRGE, John R.; LOUVEAUX, F.. **Introduction to Stochastic Programming**. 2. ed. New York: Springer, 2011.
- BRASIL. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018. 18 p.
- CAMPILLO, Javier. **FROM PASSIVE TO ACTIVE ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS**. 2016. 62 f. Tese (Doutorado) - Curso de Energy and Environmental Technology, School of Business, Society and Engineering, Universidade Mälardalen, Västerås, 2016
- CONEJO, Antonio J.; CARRIÓN, Miguel; MORALES, Juan M.. **Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets**. New York: Springer, 2010.
- CONEJO, Antonio J.; SIOSHANSI, Ramteen. Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**. [s. l.], v. 98, p. 520–530, dez. 2018.
- DEFEUILLEY, Christophe. Retail competition in electricity markets. **Energy Policy**, [s. l.], v. 37, n. 2, p. 377–386, 2009.
- FONTOURA, C. F. V. T.. **Avaliação de Projeto de Investimento em Usina Termelétrica à Capim-Elefante: Uma Abordagem Pela Teoria de Opções Reais**. 2011. 86 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Administração, Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Cap. 3.
- GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 43, p.295-321, mar. 2009. Bimestral.
- HART, William E. et al. **Pyomo Documentation 5.6.3.dev0**. 2018. Disponível em: <<https://pyomo.readthedocs.io/en/latest/index.html>>. Acesso em: 01 nov. 2018.
- HUNT, Sally. **Making competition work in electricity**. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.
- JOSKOW, Paul L. Lessons learned from electricity market liberalization. **The Energy Journal**. [s. l.], vol. 29, p. 9-42, 2008.

KAHNEMAN, Daniel et al. Maps of Bounded Rationality: Psychology for Behavioral Economics. **The American Economic Review**. [s. l.], p. 1449-1475. 2003.

KOK, Koen. **The PowerMatcher: Smart Coordination for the Smart Electricity Grid**. 2013. 314 f. Tese (Doutorado) - Faculdade de Ciências, Universidade Vrije, Amsterdã, 2013.

KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN, M.; SVENTO, R.. Restructuring of Electricity Markets. In: KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN, M.; SVENTO, R.. **Modern Energy Markets: Real-Time Pricing, Renewable Resources and Efficient Distribution**. London: Springer-verlag, 2012. Cap. 2. p. 5-19.

KRISTOFFERSEN, Trine Krogh. **Stochastic programming with applications to power systems**. 2007. 201 f. Tese (Doutorado) - Curso de Operations Research, Operations Research, Universidade de Aarhus, Aarhus, 2007.

MAYO, Roberto. **Mercados de eletricidade**. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

MITRA, Sovan. **A White Paper on Scenario Generation for Stochastic Programming**. [s. l.], 2006.

PHILIPSON, Lorrin; WILLIS, H. Lee. Power Distribution in a De-Regulated Industry. In: PHILIPSON, Lorrin; WILLIS, H. Lee. **Understanding Electric Utilities and De-Regulation**. 2. ed. Boca Raton: Crc Press, 2006. Cap. 13. p. 365-392.

PVOUTPUT. **PVOutput**. [s.d.] Disponível em: <<<https://pvoutput.org/>>>. Acesso em: 01 nov. 2018.

SCHOR, Juliana Melcop de Castro. **APLICAÇÃO DO RETAIL WHEELING AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: Vantagens e possibilidades**. 2016. 127 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Direito, Centro de Ciências Jurídicas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

SINHA, S. M.. **Mathematical Programming: Theory and Methods**. New Delhi: Elsevier, 2006.

SOARES, João et al. A stochastic model for energy resources management considering demand response in smart grids. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 143, p. 599–610, 2017.

STAGNARO, Carlo. Competition and Innovation in Retail Electricity Markets: Evidence from Italy. **Economic Affairs**, [s. l.], v. 37, n. 1, p. 85–101, 2017.

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: 1 jan. 2019.

WANG, Qi et al. Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response. **Applied Energy**, [s. l.], v. 138, p. 695–706, 2015.

WATSON, Jean Paul; WOODRUFF, David L.; HART, William E. PySP: Modeling and

solving stochastic programs in Python. **Mathematical Programming Computation**, [s. l.], v. 4, n. 2, p. 109–149, 2012.

ZINAMAN, Owen et al. Power systems of the future - a 21st century power partnership thought leadership report. **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**, [s. l.], n. February 2015, p. 53, 2015.