



ÍNDICES DE MÉRITO E VALORAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

PAULO VITOR DA SILVA RIBEIRO

julho de 2025

**ÍNDICES DE MÉRITO E VALORAÇÃO
DE RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUÍDOS**

Paulo Vitor da Silva Ribeiro

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Carlos Felgueiras

Orientador: José Cesar de Souza Almeida Neto

Júri:

Presidente:

Professor Doutor Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Professor Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras, Professor Coordenador, ISEP

Professor Doutor Adriano Manuel de Almeida Santos, Professor Adjunto, ISEP

Professor Doutor José César de Souza Almeida Neto, Professor Assistente, Universidade Mackenzie

Professor Doutor Victor Inácio de Oliveira, Professor Assistente, Universidade Mackenzie

A mente que se abre a uma nova ideia jamais retornará ao seu tamanho original.
(Albert Einstein)

Agradecimentos

A Deus por me proporcionar perseverança durante toda a minha vida.

Quero agradecer à Universidade Presbiteriana Mackenzie (UPM) e todo o seu corpo docente, pela possibilidade e apoio para realização desta Dupla Titulação.

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), toda a diretoria e professores que me ajudaram e desenvolveram durante este processo.

Agradeço aos meus orientadores, Carlos Felgueiras e José Cesar de Souza Almeida Neto cuja dedicação e atenção foram essenciais para que este trabalho fosse concluído.

Agradeço aos meus pais, sua presença e amor incondicional na minha vida sempre. Esta tese é a prova de que os esforços deles pela minha educação não foram em vão e valeram a pena.

Agradeço a minha namorada que esteve ao meu lado me apoiando durante todo este período.

A todos os meus amigos do curso de graduação que compartilharam dos inúmeros desafios que enfrentamos, sempre com o espírito colaborativo.

Expresso minha gratidão a cada um de vocês, que colaboraram tanto diretamente quanto indiretamente para meu desenvolvimento pessoal, acadêmico e profissional. Muito obrigado por fazerem parte desta jornada.

Resumo

O prosumidor é um termo que descreve um agente que, além de consumir, também produz recursos ou serviços, como no caso da geração de energia, onde consumidores geram e consomem eletricidade, e este por si, tem assumido um papel crescente no setor elétrico brasileiro. Esta Tese de Mestrado tem como objetivo desenvolver um software que analise e proponha incentivos tarifários baseados em perfis de geração e consumo energético, buscando otimizar o uso da rede elétrica e reduzir perdas na transmissão através da previsibilidade ocasionada no sistema. Para isso, são definidos e calculados cinco índices principais, incluindo o Fator de Autossuficiência Energética (FAE), Índice de Autoconsumo, Índice de Excedentes Injetados, Benefício Horário, Índice de Eficiência de Armazenamento de Energia (IEAE), com o acréscimo de um quadro que apresenta um Fator de Emissões Evitadas para acompanhamento. A metodologia inclui a coleta e análise de dados reais, aplicação de algoritmos em Python, e apresentação dos resultados em dashboards desenvolvidos no Power BI. A aplicação prática dos índices a dois agentes com perfis de demanda semelhantes demonstrou que a presença de um sistema de armazenamento energético resultou em um aumento de 33% no benefício financeiro total referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A ferramenta proposta proporciona aos agentes uma visão abrangente de seu desempenho energético, permitindo a personalização dos indicadores conforme as especificidades de cada distribuidora e contribuindo para a identificação de oportunidades de melhoria e para uma atuação mais estratégica no mercado elétrico.

Palavras-chave: RED. Prosumidor. Modelagem. Rede

Abstract

The prosumer is a term that describes an agent who, in addition to consuming, also produces resources or services, such as in the case of energy generation, where consumers generate and consume electricity. This role has increasingly gained importance in the Brazilian electric sector. This Master's Thesis aims to develop software that analyzes and proposes tariff incentives based on energy generation and consumption profiles, seeking to optimize the use of the electrical grid and reduce transmission losses through the predictability introduced into the system. To achieve this, five main indices are defined and calculated, including the Energy Self-Sufficiency Factor (FAE), Self-Consumption Index, Injected Surplus Index, Hourly Benefit, and Energy Storage Efficiency Index (IEAE), along with an additional chart presenting an Avoided Emissions Factor for monitoring purposes. The methodology includes the collection and analysis of real data, application of Python algorithms, and presentation of results in dashboards developed in Power BI. The application of these indices to two agents with similar demand profiles demonstrated that the presence of an energy storage system led to a 33% increase in the total financial benefit associated with the Distribution System Usage Tariff (TUSD). The proposed tool provides agents with a comprehensive view of their energy performance, enabling the customization of indicators according to the particularities of each utility and contributing to the identification of improvement opportunities and to a more strategic positioning in the electricity market.

Keywords: DER. Prosumer. Modeling. Electric System.

Índice

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	ix
Lista de Acrónimos	xi
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	2
1.2 Definição do Problema	5
1.2.1 Objetivos	6
2 Conceitos Fundamentais	9
2.1 Energias Renováveis	9
2.1.1 Geração Fotovoltaica	10
2.2 Comunidades energéticas de energia renovável	12
2.3 Microrrede	12
2.4 Geração Distribuída	14
2.4.1 Autoconsumo Individual	15
2.4.2 Autoconsumo Coletivo	15
2.5 Recursos Energéticos Distribuídos	16
2.5.1 Armazenamento de Energia	16
2.5.2 Veículos Elétricos	17
2.6 Sistema Tarifário de Energia no Brasil	18
2.6.1 Agência Nacional de Energia Elétrica	18
2.6.2 Bandeiras Tarifárias	19
2.6.3 Componentes Tarifárias	19
2.6.4 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	21
2.7 Linguagem de Programação - Python	22
2.8 POWER BI - MICROSOFT	22
3 Revisão Bibliográfica	23
3.1 Tarifa Branca: Incentivo ao Consumo Fora do Horário de Ponta	23
3.2 Programas de Resposta da Demanda: Participação Ativa no Equilíbrio do Sistema	24

3.3	Autoconsumo Instantâneo em Geração Distribuída: Eficiência e Redução de Encargos	24
3.4	Incentivos Regionais e Leilões de Capacidade: Flexibilidade e Segurança Energética	25
3.5	Valorização de Recursos Energéticos Distribuídos	26
3.6	<i>Softwares</i> de Modelagens	27
3.6.1	System Advisor Model	27
3.6.2	General Algebraic Modeling System	27
3.6.3	Electrical Transient Analyzer Program	28
4	Metodologia e Desenvolvimento	31
4.1	Fator de Autossuficiência Energética	31
4.2	Índice de Autoconsumo - Injeção de Excedentes na Rede	32
4.3	Benefício Horário de Geração e Consumo	33
4.4	Índice de Eficiência de Armazenamento de Energia	35
4.5	Fator de Emissões Evitadas	36
4.6	Coleta e Tratamento dos Dados	36
4.7	Diagrama de implementação da Solução	37
4.7.1	Implementação dos Índices	38
5	Análise dos resultados	41
5.1	Modelo	41
5.2	Interpretação dos Índices - Agente 52 e 62	43
6	Conclusões	47
6.1	Pontos a Desenvolver	48
	Referências	49

Lista de Figuras

1.1	Evolução dos preços de Sistemas Fotovoltaicos [6].	3
1.2	Parcela em % por classe de consumo no ambiente de contratação cativo [8].	3
1.3	Distribuição da Carga Diária do Sistema Elétrico (<i>Duck Curve</i>) [9]. .	4
1.4	Distribuição das perdas entre os Segmentos [10].	5
2.1	Sistema residencial de geração fotovoltaica. Fonte: O autor (2025). .	10
2.2	Geração Média Horária (MW méd.) [14] coletada no dia 16 de outu- bro de 2024, respectiva à metrópole de São Paulo.	11
2.3	Estrutura da microrrede da Ilha de Lençóis [17].	13
2.4	Geração Distribuída Solar FV no Brasil por Classe de Consumo [20].	15
4.1	Classificação dos perfis de demanda.	37
4.2	Diagrama de desenvolvimento da solução. Fonte: O autor (2024). . .	38
5.1	Visualização do Modelo em Dashboard - Geração e Consumo.	42
5.2	Visualização do Modelo em Dashboard - Autoconsumo.	43
5.3	Visualização do Modelo em Dashboard - Perfil de Armazenamento. .	43
5.4	Índices agentes 52 e 62.	44
5.5	Desconto agentes 52 e 62.	44

Lista de Tabelas

2.1	<i>Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) Residencial por Consumo [kWh] [34].</i>	20
3.1	Overview benefícios tarifários.	25
3.2	Overview Softwares de Modelagens.	29

Lista de Acrónimos

ACL	<i>Ambiente de Contratação Livre</i>
ACR	<i>Ambiente de Contratação Regulado</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia</i>
CDE	<i>Conta de Desenvolvimento Energético</i>
CER	<i>Comunidades de Energia Renovável</i>
CLP	<i>Controlador Lógico Programável</i>
	<i>Dióxido de Carbono</i>
COFINS	<i>Contribuição para Financiamento da Seguridade Social</i>
COSIP/CIP	<i>Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública</i>
ENEL	<i>Ente nazionale per l'energia elettrica</i>
ETAP	<i>Electrical Transient Analyzer Program</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
GDs	<i>Gerações Distribuídas</i>
GECAD	<i>Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento</i>
ICMS	<i>Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços</i>
IEAE	<i>Índice de Eficiência de Armazenamento de Energia</i>
ISEP	<i>Instituto Superior de Engenharia do Porto</i>

MCP	<i>Mercado de Curto Prazo</i>
MMGD	<i>Micro e Minigeração Distribuída</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NEA	<i>Núcleo de Energias Alternativas</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
PCH	<i>Pequena Central Hidrelétrica</i>
PIS/PASEP	<i>Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público</i>
PLD	<i>Preço de Liquidação das Diferença</i>
RD	<i>Resposta da Demanda</i>
RED	<i>Recurso Energético Distribuído</i>
REDs	<i>Recursos Energéticos Distribuídos</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
TE	<i>Tarifa de Energia</i>
TUSD	<i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i>
TUST	<i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i>
UFMA	<i>Universidade Federal do Maranhão</i>
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
VEs	<i>Veículos Elétricos</i>

Capítulo 1

Introdução

A digitalização do setor elétrico tem introduzido inovações como medidores inteligentes, mecanismos de flexibilidade, comunicação digital de dados e produção energética mais eficiente [1]. Além dos três pilares iniciais da transição energética, emerge um quarto aspecto relevante: a democratização da energia, que enfatiza o acesso universal à eletricidade e a liberdade dos consumidores em escolher suas fontes de energia e modos de consumo. A disseminação de *Recurso Energético Distribuído* (RED) e a crescente eletrificação estão transformando o setor elétrico global.

Contudo, essa nova configuração impõe desafios significativos aos operadores do sistema elétrico, originalmente projetado com uma topologia radial, na qual a energia flui de forma unidirecional, da geração, passando pela transmissão, até a carga final. Com a introdução dos prossumidores, que possuem capacidade tanto de consumir quanto de gerar e injetar energia na rede, esse modelo tradicional é confrontado pela possibilidade de ocorrência de fluxos bidirecionais. Em cenários de alta penetração de geração distribuída, essa inversão do fluxo pode comprometer a estabilidade e integridade da rede elétrica. O principal desafio, portanto, passa a ser a manutenção da confiabilidade do fornecimento. Tal impacto poderia ser mitigado caso a energia gerada fosse consumida localmente e de forma simultânea à geração, evitando a ocorrência de picos de injeção de potência na rede.

Nesse contexto, a implementação de microrredes surge como uma solução promissora, moderna e eficiente aos modelos tradicionais de distribuição centralizada de energia, porém somadas com as *Gerações Distribuídas* (GDs), são as principais causadoras, em seu excesso, de fluxos reversos na rede que ainda não conta com

tecnologia que amortizam a energia de maneira suficiente, prejudicando as infraestruturas da rede [2].

Microrredes integram tecnologias inovadoras para gerir a produção de energia local em menor escala, com a possibilidade de manter a conectividade com a rede elétrica tradicional [3]. Contudo, a complexidade inerente ao setor elétrico apresenta obstáculos que precisam ser superados para a plena integração das microrredes e das GDs. Entre os principais desafios estão o desenvolvimento de políticas públicas e regulamentações específicas que incentivem o mercado e criem condições favoráveis para esses novos modelos de produção de forma que atinja seus aderentes ao beneficiá-los caso aloquem suas cargas de maneira consciente, para que ao fim a implementação da microrrede seja causadora de benefícios e não de prejuízos.

No Brasil, o setor elétrico se mostra propício para o crescimento das microrredes, dado o aumento dos recursos de geração distribuída e a necessidade de maior confiabilidade na rede elétrica. Dessa forma, torna-se essencial criar um ambiente regulatório mais adequado e incentivar a adoção de tecnologias inovadoras, que tragam cada vez mais benefícios tanto para o sistema elétrico quanto para o consumidor como parte da sociedade.

Tem-se nesse trabalho como objetivo gerar uma aplicação intuitiva que possibilite integrar qualquer pessoa de uma microrrede ou prossumidor ao seu perfil de consumo contra seu perfil de geração e com isso propor benefícios tarifários aos que melhor acomodarem sua respectiva carga/consumo de maneira a trazer mais confiabilidade a rede, isto sendo, em períodos de maior geração e não ao fim da tarde onde grande responsabilidade recai à outras fontes geradoras que não fotovoltaicas, e enfim, criar bons costumes aos perfis de consumos diversos.

1.1 Contextualização

O setor elétrico global encontra-se em uma fase de transição energética baseada em três princípios fundamentais: descarbonização, descentralização e digitalização. Esse movimento é impulsionado por acordos internacionais como o Acordo de Paris, firmado no final de 2015 por mais de 130 países, com o objetivo de mitigar o aumento das temperaturas globais e promover uma agenda sustentável para limitar as emissões de carbono. Com a expansão da produção distribuída de energia, o perfil dos consumidores também se transformou. Antes restritos ao consumo e pagamento de faturas, agora eles podem produzir sua própria energia e comercializar excedentes. Essa mudança impõe novos desafios à rede elétrica.

No ano de 2022 houve um aumento significativo de 49% na capacidade global de energia solar em telhados, passando de 79 GW, em 2021, para 118 GW [4]. Representando um acréscimo equivalente a mais 36 milhões de residências sendo alimentadas por energia solar.

O número de grandes países que instalam pelo menos 1 GW de energia solar anualmente aumentou em 2022 de 17 para 26. De acordo com as Perspectivas do Mercado Global para Energia Solar, estima-se que, em 2025, mais de 50 países instalarão mais de 1 GW de energia solar por ano [4].

A competitividade dos preços dos sistemas fotovoltaicos tem aumentado devido à melhoria tecnológica e as economias de escala entre os fabricantes, como é possível observar na Figura 1.1, tem-se o reflexo desta competitividade refletida nos preços que conseqüentemente se correlaciona ao aumento capacidade instalada ao decorrer dos anos, tornando uma opção cada vez mais atraente e acessível [5].

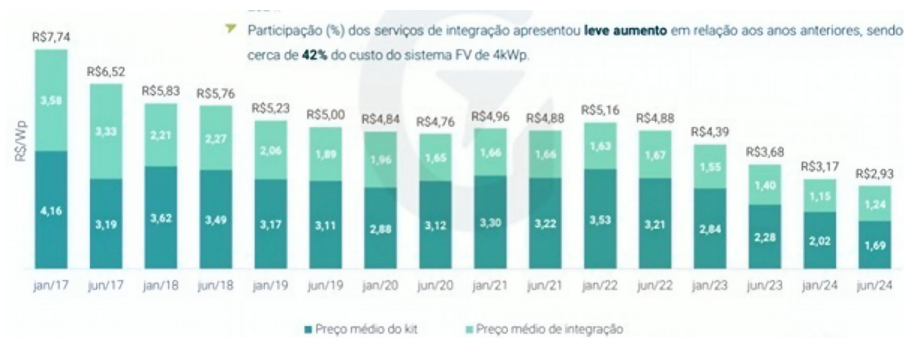


Figura 1.1: Evolução dos preços de Sistemas Fotovoltaicos [6].

O crescimento desta fonte de geração traz consigo desafios para a própria infraestrutura que exige estar sempre em constante evolução para garantir a disponibilidade e a estabilidade.

Dado que em 2023 o consumo residencial correspondeu a aproximadamente 51% do consumo cativo, Figura 1.2, apresentando um aumento do consumo de energia em 7,8% comparado ao ano de 2022 [7].

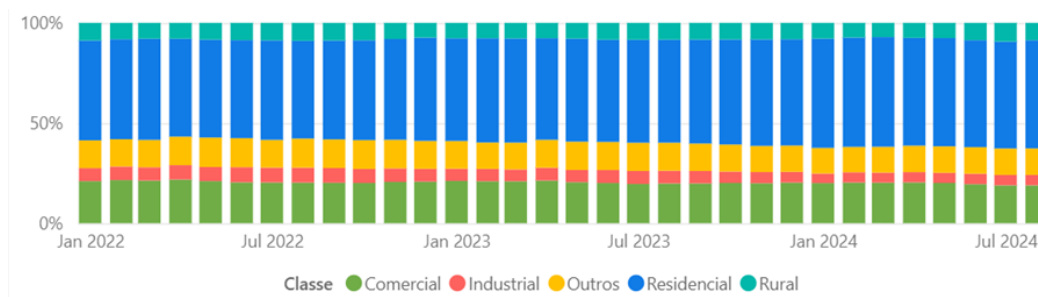


Figura 1.2: Parcela em % por classe de consumo no ambiente de contratação cativo [8].

A solução desenvolvida por este estudo está direcionada a conscientizar e incentivar esta parcela significativa do consumo brasileiro visando o maior benefício à rede.

A curva de carga de um sistema elétrico, conhecida como *Duck Curve*, Figura 1.3, representa o perfil de demanda ao longo do dia, especialmente em regiões com alta penetração de energia solar. Durante o dia, a produção fotovoltaica reduz significativamente a necessidade de energia da rede, resultando em um ponto mínimo no gráfico de carga. No final da tarde, quando a geração solar diminui e o consumo residencial aumenta, a demanda sofre um crescimento abrupto.

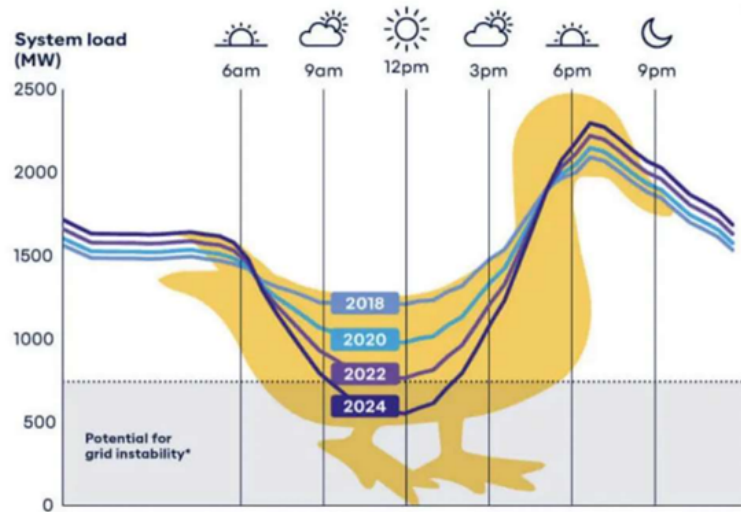


Figura 1.3: Distribuição da Carga Diária do Sistema Elétrico (*Duck Curve*) [9].

O comportamento apresentado pela Figura 1.3 causa desafios para o operador do sistema, pois exige respostas rápidas para suprir a demanda repentina. O aumento brusco da carga no final do dia pode sobrecarregar a rede e aumentar o risco de falhas se não houver planejamento adequado para suprir a demanda. Esse fenômeno torna-se crítico para sistemas elétricos que ainda dependem de geração centralizada, devido à limitação na capacidade de adaptação instantânea a variações de consumo.

Portanto, a alocação de cargas residenciais para períodos de maior geração solar poderia ajudar a suavizar a curva de carga, promovendo uma resposta mais equilibrada da demanda. Tal estratégia aliviaria a pressão sobre o sistema elétrico e reduziria a ociosidade de recursos durante o dia. Ao ajustar o consumo para horários de alta produção solar, é possível estabilizar a rede e minimizar o impacto das flutuações de demanda. Nesse contexto, a domótica desempenha um papel fundamental, permitindo a programação inteligente de eletrodomésticos para que operem nos horários mais adequados. Com o uso de sistemas automatizados, os consumidores podem, por exemplo, programar lavadoras, aquecedores e carregadores de veículos elétricos para funcionarem durante os períodos de maior disponibilidade de energia solar, contribuindo de forma eficaz para a otimização do consumo e maior eficiência da rede.

Incentivar consumidores a deslocarem o consumo para horários de maior geração fotovoltaica pode reduzir picos de demanda, evitar o excesso de injeção da energia excedente, essa que em momentos de baixo consumo local pode ocasionar grande elevação de tensão, a ponto de ultrapassar o limite superior de tensão aceitável, este que pode ser variável a depender das especificações técnicas do transformador responsável pela respectiva região, este que podem variar de 5 kVA até 75 kVA para edificações comerciais ou conjuntos residenciais. A prática corrobora para a diminuição das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão pois a maior parte da energia é consumida localmente sem precisar ser transportada pelas redes de transmissão e distribuição.

Em 2023 os sistemas de transmissão e distribuição foram responsáveis pelas perdas totais do sistema elétrico brasileiro de acordo com a Figura 1.4.

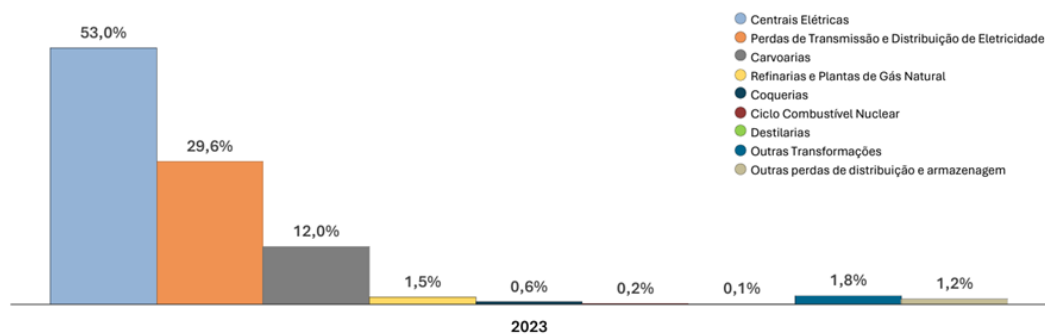


Figura 1.4: Distribuição das perdas entre os Segmentos [10].

Quando tais medidas de promoção de resposta da demanda forem implantadas, prevê-se a diminuição no custo final mensal pago pelo consumidor, tendo em vista o menor uso do sistema. Portanto menor taxa paga pela degradação gerada à infraestrutura de distribuição e menor taxa paga pelas perdas assumidas nas grandes linhas de transmissão, *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição* (TUSD) e *Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão* (TUST), respectivamente.

A curva de carga característica, como a *Duck Curve*, evidencia o impacto de microrredes e do comportamento de consumo na estabilidade da rede. Esse trabalho propõe uma solução focada na resposta da demanda para mitigar os problemas de picos e perdas de energia nas etapas de transmissão e distribuição. Ao implementar índices de mérito para promover o uso consciente dos recursos energéticos distribuídos, busca-se criar um sistema mais eficiente, sustentável e alinhado aos objetivos de sustentabilidade energética.

1.2 Definição do Problema

A crescente procura por abatimentos nas contas energéticas, estão cada vez mais ocasionando o aumento das instalações GDs e incentivando cada vez mais políticas

públicas que integram as microrredes ao sistema elétrico do Brasil. Contudo, um grupo conectado à rede que tem uma capacidade de geração muito maior do que o perfil de consumo, acarretam consigo fluxos reversos de potência, onde infraestruturas planejadas para o sistema de distribuição radial terá que ser apta a suportar um contrafluxo. Dado a imprevisibilidade do consumo do prosumidor ou da própria microrrede, tem-se a possibilidade de um aumento abrupto nas perdas nas linhas de distribuição, do congestionamento e da instabilidade da rede.

Ademais, a complicada relação entre carga e geração que o Brasil vem sofrendo, onde o excesso de geração em horários durante o dia, mais especificadamente em horário de geração fotovoltaica, são muito mais do que suficiente para a carga que o próprio sistema demanda na mesma faixa de horário, geração esta que cai a medida que o dia vai passando e conseqüentemente cargas essenciais continuam a ser demandadas, como indústrias com seus períodos longos de trabalho ou escritórios comerciais de 24 horas, e outras passam a ser acrescidas como iluminação pública, maiores demandas residenciais como banhos, aquecedores ou ar-condicionado, além de mais eletrônicos conectados ao mesmo tempo. Como grande parte da geração fotovoltaica não se mantém nesse horário a troca abrupta da geração que vai assumir esta carga tem trazido prejuízo ao demandar excessivamente do sistema e tem incentivado cada vez mais por maneiras de suprir esta carga em horários fora dos picos de geração.

Portanto, este estudo pretende desenvolver um *software* que calcule índices como incentivos tarifários para os consumidores de baixo nível de tensão que fazem parte de algum grupo prossumidor, principalmente voltado a microrredes. Porém ao fim o sistema também deve ser capaz de mapear o consumo, mesmo que o usuário não seja um gerador, visando conscientizar e beneficiar de alguma maneira os consumidores que mapearem e organizarem seu perfil de consumo em períodos de maiores níveis de geração fotovoltaica.

Com os resultados espera-se gerar inclusão e incentivar participação dos consumidores. Além de fazer com que a microrrede esteja mais apta a alcançar objetivos de sustentabilidade energética e resiliência no mercado. Tendo como foco que todos os membros tenham incentivos alinhados para colaborar e promover o uso responsável dos recursos energéticos, conseqüentemente, beneficiando e requisitando cada vez menos da rede elétrica e as perdas que ela acarreta.

1.2.1 Objetivos

Desenvolver um *software* que seja capaz de definir os índices de mérito de um grupo de uma microrrede de energia considerando os recursos energéticos distribuídos.

- Coletar os dados de geração e consumo;

- Analisar e categorizar os perfis típicos de consumo dos aderentes a microrrede, sendo eles prosumidores ou consumidores;
- Desenvolver um algoritmo de definição de índices de mérito;
- Testes do algoritmo.

Capítulo 2

Conceitos Fundamentais

Este capítulo aborda a revisão da literatura sobre os temas mais relevantes para o desenvolvimento desta dissertação.

2.1 Energias Renováveis

As energias renováveis provêm de fontes naturais que se regeneram mais rapidamente do que são consumidas. Ao contrário, os combustíveis fósseis, como carvão, gás natural e petróleo, formam-se a uma velocidade muito menor do que a taxa de uso. Entre as diversas fontes de energia renovável, destacam-se a solar, a eólica e a hídrica, todas abundantes e continuamente renovadas, tornando-se alternativas altamente viáveis para diversas aplicações energéticas, principalmente quando comparadas aos combustíveis fósseis [11].

A geração de energia de maneira renovável a partir dessas fontes resulta em emissões muito mais baixas de gases de efeito estufa em comparação com a queima de combustíveis fósseis, consequentemente provocando menor impacto ambiental. Durante a combustão de combustíveis fósseis, há emissão significativa de *Dióxido de Carbono* (CO_2), um dos principais gases de efeito estufa que retêm calor na atmosfera, causando aumento da temperatura global e mudanças climáticas, além de aumentar a frequência de eventos climáticos extremos. A transição de combustíveis fósseis, que são os maiores responsáveis pelas emissões, para fontes renováveis de energia é, portanto, essencial no combate à crise climática [12].

Além dos benefícios ambientais, as energias renováveis também trazem vantagens econômicas. Em muitos países desenvolvidos, o custo da energia renovável é menor em comparação com os combustíveis fósseis, e o setor de energia renovável cria significativamente mais empregos [3].

2.1.1 Geração Fotovoltaica

A geração fotovoltaica representa uma relevante alternativa para a produção de energia a partir de fontes renováveis, especialmente quando comparada a outras tecnologias utilizadas em sistemas de geração distribuída. Por meio do aproveitamento da radiação solar, é possível converter energia luminosa em eletricidade por intermédio do efeito fotovoltaico. Essa forma de geração é fundamental no contexto da transição energética, por se tratar de uma solução limpa, sustentável e amplamente disponível, contribuindo de maneira significativa para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a mitigação das mudanças climáticas [11].

A geração fotovoltaica consiste na conversão direta da energia solar em eletricidade, utilizando células fotovoltaicas que operam com base no efeito fotovoltaico. Esse efeito é observado quando fótons de luz solar atingem o material semicondutor da célula, liberando elétrons que se movem através do material e criam uma *Corrente Contínua* (CC) [13]. Os principais componentes de um sistema fotovoltaico incluem as seguintes partes apresentadas no diagrama da Figura 2.1:

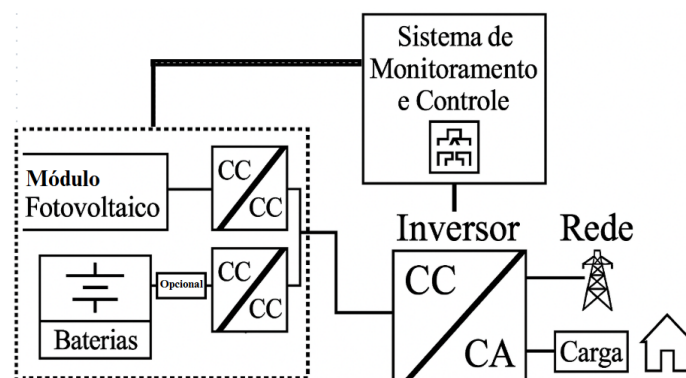


Figura 2.1: Sistema residencial de geração fotovoltaica.

Fonte: O autor (2025).

- Módulos Fotovoltaicos;
- Inversores;
- Estruturas de Suporte;
- Sistemas de Monitoramento e Controle.

Os módulos fotovoltaicos constituídos por um conjunto de células interconectadas e encapsuladas, que convertem a radiação solar em eletricidade. O módulo é a unidade básica de geração de energia do sistema.

Os inversores transformam a CC gerada pelos módulos em *Corrente Alternada* (CA), compatível com os sistemas elétricos residenciais, comerciais e industriais. O inversor desempenha um papel crítico na eficiência do sistema, além de controlar a entrada de energia na rede elétrica quando conectado [13].

As estruturas de suporte garantem a fixação e orientação dos módulos fotovoltaicos. A inclinação e a direção de instalação são ajustadas para maximizar a captura de luz solar ao longo do dia, podendo ser fixas ou com movimentos diários previamente definidos, aumentando a eficiência do sistema [13].

Os sistemas de monitoramento e Controle acompanham o desempenho do sistema em tempo real, ajustando a operação para maximizar a geração e garantir a segurança. Tais sistemas ajudam a detectar falhas, gerenciar a eficiência e realizar manutenções preventivas para prolongar a vida útil do sistema [13].

Mesmo por se tratar de uma de geração renovável onde sua dependência está firmada em uma fonte intermitente, que é a irradiação solar, o comportamento de geração comum apresentado na Figura 2.2, pode e será usado para parametrização dos índices de mérito de maneira a trazer previsibilidade à rede.

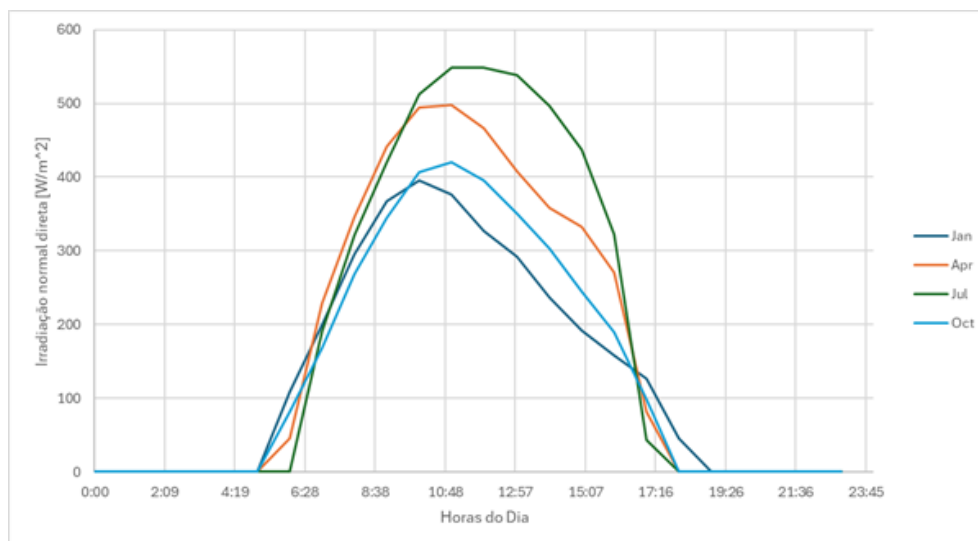


Figura 2.2: Geração Média Horária (MW méd.) [14] coletada no dia 16 de outubro de 2024, respectiva à metrópole de São Paulo.

Em 2023, as usinas de geração solar fotovoltaica se destacaram, registrando um crescimento de aproximadamente 55% em sua capacidade instalada em comparação a 2022, totalizando 37.843 GW. Desse total, cerca de 70% foram atribuídos à capacidade de *Micro e Minigeração Distribuída* (MMGD), limitando-se a geração de até 75kW e de 75kW até 5MW, respectivamente [7].

2.2 Comunidades energéticas de energia renovável

As *Comunidades de Energia Renovável* (CER) são um conceito emergente que reflete a necessidade de flexibilizar o uso de fontes de energia renováveis e atender às necessidades coletivas de energia. Essas comunidades são formadas por indivíduos com motivações e interesses variados, que se unem para gerir a produção e o uso de energia a um nível local ou regional, enfrentando desafios sociais, ambientais e econômicos.

A transição para um sistema energético sustentável, que envolve uma integração significativa de fontes de energia renováveis, é disruptiva para todo o sistema energético. Isto requer novas maneiras de projetar, organizar e operar o sistema, afastando-se do modelo tradicional de produção centralizada, no qual os cidadãos são consumidores passivos da energia gerada.

Essas comunidades energéticas são cada vez mais relevantes devido a vários fatores impulsionadores dessa mudança, um desses fatores é a crescente urgência da ação climática, que tem levado à busca por fontes de energia mais limpas e à redução das emissões de carbono. Além disso, o rápido desenvolvimento e adoção de tecnologias renováveis, como painéis solares e turbinas eólicas, tornaram mais acessível a geração de energia local, incentivando os cidadãos a envolverem-se na produção de energia limpa. O outro fator importante é o fornecimento descentralizado e flexível de energia, graças às tecnologias de armazenamento que permite que as comunidades sejam mais autossuficientes e reajam de forma mais dinâmica às flutuações na oferta e demanda de energia.

Este tipo de iniciativa irá ter alguns impactos, entre eles, a redução dos custos de eletricidade ao poder remover alguns intermediários, promover a escolha do consumidor em termos de fornecedor, fortalecer a segurança e independência energética, especialmente em zonas mais rurais ou isoladas, entre outros.

2.3 Microrrede

Uma microrrede é uma rede de distribuição de energia elétrica que possui a capacidade de operar de forma independente ou conectada ao sistema elétrico principal [15]. A microrrede envolve a colaboração entre diversos participantes, como moradores, empresas locais e autoridades públicas, para produzir, consumir e gerenciar energia de fontes renováveis de maneira coletiva e sustentável sem prejudicar a rede elétrica. São capazes de operar de forma integrada à rede elétrica convencional ou de maneira isolada, funcionando de forma autônoma.

Uma microrrede é composto por duas partes essenciais: a infraestrutura de transporte de energia, que distribui a eletricidade entre os pontos de consumo, e o agente formador de rede, que assegura o fornecimento contínuo. O agente formador de rede

pode ser um banco de baterias, que armazena o excedente de energia para uso em momentos de baixa geração, ou uma fonte de geração despachável, como um gerador a diesel ou uma *Pequena Central Hidrelétrica* (PCH) [15].

A capacidade das microrredes de operar de forma autônoma torna-as particularmente úteis em áreas remotas ou em locais com baixa confiabilidade da rede elétrica principal. Além disso, a configuração modular e descentralizada reduz as perdas de energia na transmissão e distribuição.

No Brasil, as microrredes têm se tornado cada vez mais importantes, especialmente em regiões isoladas, como por exemplo, a microrrede de Ilha de Lençóis, localizada no arquipélago de Maiaú, no Maranhão, ilha costeira situada na área de proteção ambiental das Reentrâncias Maranhenses. Com uma população de cerca de 500 pessoas, a Ilha de Lençóis se beneficia de um elevado potencial de geração de energia solar, graças à sua proximidade com a linha do Equador, além de ventos com velocidades que variam entre 7 e 8 m/s, ideais para geração eólica [16].

Em 19 de julho de 2008, entrou em operação o sistema piloto de geração híbrida solar-eólica-diesel que abastece a comunidade da Ilha de Lençóis. Esse projeto foi desenvolvido e implantado pela *Universidade Federal do Maranhão* (UFMA), por meio do *Núcleo de Energias Alternativas* (NEA), com o objetivo de fornecer uma solução energética sustentável e adaptada às necessidades da população local e conta atualmente com os seguintes componentes, também apresentados na Figura 2.3 [17]:

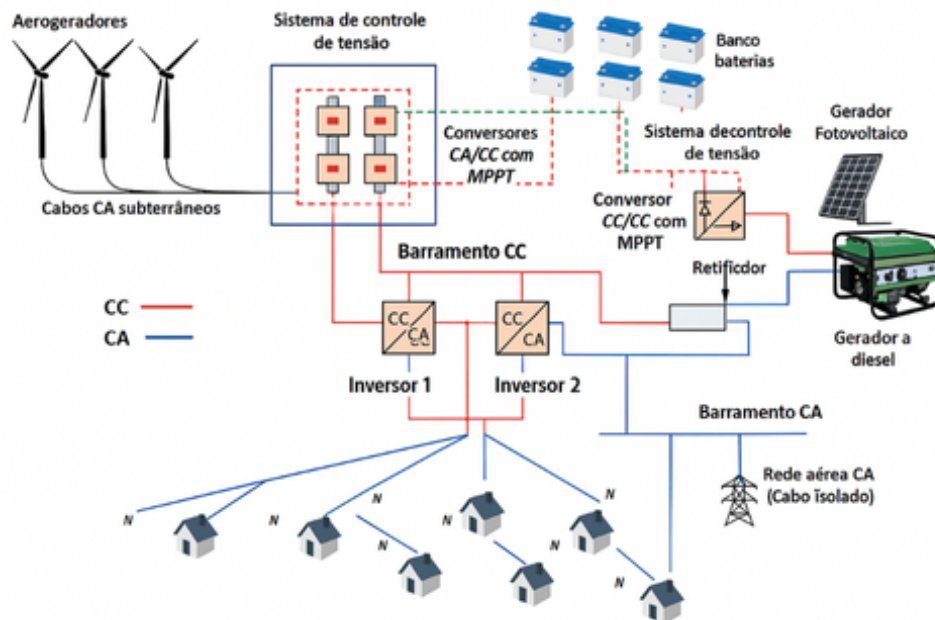


Figura 2.3: Estrutura da microrrede da Ilha de Lençóis [17].

- Subsistema com 3 aerogeradores e para geração fotovoltaica;
- Sistema de armazenamento de energia;

- Grupo gerador a diesel: utilizado para carregar o banco de baterias e suprir a demanda em momentos de baixa geração renovável;
- Inversores e conversores dos painéis solares e aerogeradores, equipados com algoritmos *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), que maximizam a potência de geração ao ajustar os painéis e turbinas para operar próximo de sua capacidade máxima sem comprometer a estabilidade do sistema;
- Chave de transferência: impede a operação simultânea dos inversores e do gerador a diesel;
- *Controlador Lógico Programável* (CLP): monitora, gerencia e protege o sistema de geração;
- Rede aérea de distribuição trifásica em CA de baixa tensão;
- Subsistema de monitoramento e controle.

2.4 Geração Distribuída

Sabendo que *Geração Distribuída* (GD) é caracterizada pela produção de energia próxima aos pontos de consumo, podemos assumir que as perdas relacionadas as linhas transmissão e distribuição e reduz a necessidade de grandes investimentos em infraestrutura. No Brasil, a GD tem ganhado destaque principalmente por meio da energia solar fotovoltaica, Figura 2.4, incentivada pelo marco regulatório definido pela Lei nº 14.300/2022 [18] e pela Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL [19]. Além de diminuir a pressão sobre o sistema de transmissão, a GD também promove maior autonomia para consumidores, que podem se tornar geradores e injetar energia excedente na rede, usufruindo do sistema de compensação de energia elétrica. Suas principais características incluem geração e gestão descentralizada de energia em uma área local, proximidade ao ponto de consumo, o que reduz custos de transmissão, integração de fontes renováveis e autossuficiência energética em alguns casos, promovendo maior estabilidade e eficiência ao sistema, além de serem parte fundamental dos esforços para democratizar a energia. Ademais, ajudam a reduzir a dependência de combustíveis fósseis, contribuindo para a descarbonização da matriz energética [12].

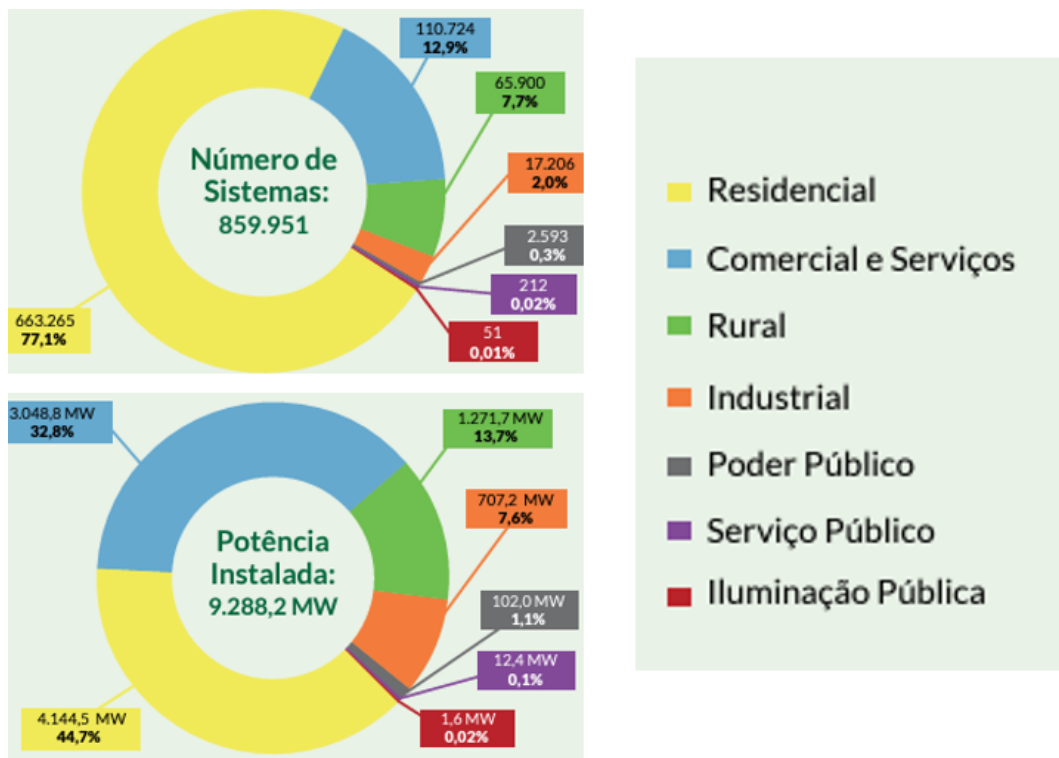


Figura 2.4: Geração Distribuída Solar FV no Brasil por Classe de Consumo [20].

2.4.1 Autoconsumo Individual

O autoconsumo individual ocorre quando um único consumidor instala um sistema de geração distribuída, como um sistema de geração solar fotovoltaico, para suprir sua própria demanda de energia. O objetivo é reduzir a dependência da rede elétrica e diminuir os custos com a conta de luz. A energia excedente gerada e não consumida pode ser injetada na rede pública e, por meio do sistema de compensação, convertida em créditos energéticos, que podem ser utilizados para abater o consumo em meses futuros [12].

Esse modelo é bastante utilizado por residências e pequenas empresas, proporcionando maior autonomia energética e contribuindo para a sustentabilidade. No entanto, a viabilidade econômica do autoconsumo individual depende de fatores como o potencial solar do local, a capacidade instalada e o consumo energético da unidade.

2.4.2 Autoconsumo Coletivo

O autoconsumo coletivo envolve a produção de energia por um sistema compartilhado entre vários consumidores, como em condomínios residenciais, cooperativas ou associações. Nesse modelo, a energia gerada é distribuída proporcionalmente entre os participantes, de acordo com as quotas definidas. O objetivo é permitir que grupos

de consumidores, que muitas vezes não possuem espaço adequado para instalação de sistemas individuais, possam usufruir dos benefícios da geração distribuída.

Um exemplo comum de autoconsumo coletivo é a instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados de condomínios. A energia gerada é dividida entre os condôminos, reduzindo a conta de energia de cada unidade. Esse modelo também permite que comunidades de energia e pequenas cooperativas invistam em infraestrutura energética coletiva, aumentando o acesso a fontes renováveis e reduzindo os custos com energia para todos os envolvidos [12].

2.5 Recursos Energéticos Distribuídos

Os *Recursos Energéticos Distribuídos* (REDs) representam um conjunto amplo de tecnologias e práticas voltadas para a descentralização da geração e gestão de energia. Entre os principais componentes dos REDs estão: geração distribuída (por exemplo, geradores fotovoltaicos instalados em residências e empresas), sistemas de armazenamento (baterias), veículos elétricos conectados à rede e programas de resposta à demanda. Esses recursos aumentam a flexibilidade do sistema elétrico e permitem que consumidores também atuem como geradores, criando um ecossistema energético mais dinâmico e eficiente.

Os REDs desempenham um papel fundamental na modernização da matriz energética, contribuindo para a mitigação de problemas como picos de demanda e fluxos reversos. Tecnologias de armazenamento, por exemplo, podem acumular o excedente de energia gerado durante o dia por painéis solares e utilizá-lo à noite, quando a demanda aumenta. Além disso, programas de gestão de demanda incentivam o deslocamento do consumo para horários com maior disponibilidade de energia, aliviando a pressão sobre a infraestrutura de transmissão e distribuição [21].

A integração eficaz dos REDs exige redes inteligentes e plataformas de controle avançadas, que permitam a coordenação em tempo real entre consumidores, geradores e operadores do sistema.

2.5.1 Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia é um componente essencial dos REDs, permitindo que a energia gerada por fontes renováveis seja armazenada para uso posterior, equilibrando a oferta e a demanda de energia. As tecnologias de armazenamento, como baterias de íons de lítio, têm se tornado mais acessíveis e eficientes, desempenhando um papel vital na estabilização das redes elétricas e na maximização do uso de energia renovável. Em 2023, a capacidade global de armazenamento de energia em baterias atingiu 15 GW, um aumento significativo em relação aos 10 GW registrados em 2022 [22].

O armazenamento de energia não só auxilia na integração de energias renováveis, mas também proporciona benefícios econômicos significativos. A eficiência operacional e a redução dos custos de operação e manutenção tornam o armazenamento de energia uma solução viável a longo prazo [23].

As tecnologias de armazenamento comumente usadas pelos prossumidores e por microrredes variam entre:

- Baterias de Íon-Lítio;
- Sistemas de Armazenamento Térmico;
- Baterias de Chumbo-Ácido.

As baterias de íon-lítio são amplamente utilizadas devido à sua alta densidade energética, longa vida útil e alta eficiência de carga e descarga. Elas permitem que o excedente de energia, como a gerada por sistemas solares fotovoltaicos, seja armazenado para uso em períodos de baixa geração ou alta demanda. A rápida resposta dessas baterias também contribui para a estabilidade da rede, especialmente em sistemas com fontes renováveis intermitentes [24];

Os sistemas de armazenamento térmico utiliza a energia convertida em calor ou frio para ser empregada em sistemas de climatização, aquecimento ou processos industriais. É comum em aplicações onde há grande demanda térmica, como edifícios e indústrias, proporcionando maior eficiência e reduzindo o consumo em horários de pico. O armazenamento térmico é essencial para otimizar a operação de microrredes, minimizando a necessidade de energia elétrica convencional durante momentos críticos [25];

As baterias de chumbo-acido embora menos eficientes que as de íon-lítio, as baterias de chumbo-ácido são valorizadas pelo baixo custo inicial e pela simplicidade de operação e manutenção. Elas são uma solução viável para microrredes em áreas remotas, especialmente quando combinadas com geradores a diesel. Sua utilização é adequada em locais onde os custos precisam ser minimizados, apesar da menor vida útil e densidade energética em comparação com outras tecnologias [26]. São o tipo de tecnologia de armazenamento mais utilizada em microrredes devido a se tratar de uma solução simples, confiável, com tecnologia amadurecida e principalmente seu baixo custo atrelado, fatos que compensam sua baixa densidade de carga e carregamento lento [17].

2.5.2 Veículos Elétricos

Os *Veículos Elétricos* (VEs) são movidos a eletricidade e desempenham um papel essencial na transição energética global. Além de reduzir as emissões de gases de efeito estufa no setor de transporte, os VEs podem atuar como unidades móveis

de armazenamento, contribuindo para a flexibilidade do sistema elétrico [27]. A tecnologia *Vehicle to Grid* (V2G) permite que os veículos devolvam energia à rede em momentos de alta demanda ou emergências, ajudando a estabilizar o fornecimento energético e integrando recursos distribuídos de forma eficiente [28]. Essa integração traz benefícios tanto para a rede quanto para os proprietários dos veículos, que podem ser compensados pelo fornecimento de energia [29].

Em 2023, as vendas globais de VEs ultrapassaram a marca de 10 milhões de unidades, um crescimento de 30% em relação ao ano de 2022, evidenciando o aumento da adesão dos consumidores a essa tecnologia. Contudo, um dos maiores desafios para sua adoção em larga escala é a necessidade de uma infraestrutura robusta de carregamento. Atualmente, existem cerca de 2,7 milhões de pontos de carregamento públicos em todo o mundo, mas esse número precisa ser ampliado para acompanhar o crescimento da frota elétrica e garantir uma recarga conveniente para os usuários [30].

2.6 Sistema Tarifário de Energia no Brasil

O processo de definição da tarifa de energia elétrica no Brasil envolve diversas etapas, coordenadas por diferentes órgãos reguladores e operadores. Cada instituição tem um papel específico na cadeia que vai desde a geração até a entrega da energia ao consumidor.

2.6.1 Agência Nacional de Energia Elétrica

A *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) regula e define as condições gerais do mercado de energia elétrica, além de aprovar os contratos e leilões de compra de energia. É responsável por revisar e aprovar as tarifas cobradas pelas distribuidoras [31].

Como parte de seu escopo de atividades a ANEEL realiza revisões tarifárias periódicas e reajustes anuais para garantir que os preços reflitam as condições econômicas e operacionais atuais.

Revisão tarifária ordinária: Ocorre a cada quatro ou cinco anos e leva em conta novos investimentos e eficiência operacional das concessionárias.

Reajuste tarifário anual: Ajusta os preços anualmente para compensar a inflação e variações nos custos de energia e encargos setoriais.

A ANEEL também aplica o sistema de bandeiras tarifárias para indicar ao consumidor o custo de geração de energia em tempo real. As bandeiras verde, amarela e vermelha sinalizam a disponibilidade de energia barata ou cara devido a fatores como seca ou necessidade de usinas térmicas.

2.6.2 Bandeiras Tarifárias

A bandeira tarifária é definida pela ANEEL e é relacionada ao custo de geração de energia elétrica (impactado pelas condições climáticas, falta de chuva, nível dos reservatórios das represas, e outros fatores). Essas condições foram classificadas em 3 tipos de bandeiras: a verde, a amarela e a vermelha, [32].

A Bandeira Verde significa que as condições para gerar energia são favoráveis, ou seja, há um nível bom de água nos reservatórios e as hidrelétricas estão funcionando normalmente. Assim, não é cobrada nenhuma tarifa adicional.

A Bandeira Amarela significa que as condições para gerar energia não estão tão favoráveis, ou seja, os reservatórios estão com um nível de água abaixo do ideal e as hidrelétricas estão funcionando em estado de alerta. Por isso, é cobrado R\$0,01343 para cada quilowatt-hora (KWh) consumido.

A Bandeira Vermelha significa que as condições para gerar energia não estão favoráveis, ou seja, os reservatórios estão com um nível de água bem baixo. Neste caso, outras fontes de energia que são mais caras (como as termelétricas) são ativadas para que você receba a energia elétrica normalmente em sua casa. Por causa dessas condições, a bandeira vermelha é dividida em Patamar 1, a tarifa sofre acréscimo de R\$0,03971 para cada quilowatt-hora (KWh) consumido, e Patamar 2, a tarifa sofre acréscimo de R\$0,09492 para cada quilowatt-hora (KWh) consumido.

Bandeira escassez hídrica - Em 01/09/2021 o Governo Federal criou uma bandeira escassez hídrica. O valor da bandeira é de R\$0,1420 por cada quilowatt-hora (KWh) consumido. Para clientes tarifa social (baixa renda) está mantida a cobrança da bandeira patamar 2, no valor de R\$ 0,09492 por quilowatt-hora (kWh) consumido.

2.6.3 Componentes Tarifárias

A ANEEL detém a responsabilidade sobre o sistema de distribuição, que no caso do centro metropolitano de São Paulo, a detentora dessa responsabilidade é a empresa *Ente nazionale per l'energia elettrica* (ENEL), está a maior em volume de energia distribuída no Brasil, cobrindo 24 municípios em uma área de 4.526 km². Com sua operação, a ENEL atende cerca de 7,9 milhões de consumidores na região, desempenhando um papel crucial em um dos maiores polos econômicos do país.

Assim como distribuidora a mesma tem por responsabilidade cumprir com os deveres descritos pelas ANEEL nas Resoluções Normativas de nº 1.000/2021 – Regras de Distribuição - e nº 956/2021 -Procedimento de Distribuição [33].

Todas as distribuidoras são responsáveis por levar a energia até o consumidor final e a fornecer todos os dados necessários para o cálculo do preço final de suas contas [33]. Também gerenciam o faturamento e a cobrança das tarifas, que incluem os custos de TUST, TUSD e a *Tarifa de Energia* (TE). Procedimento de cálculos equacionados nas Equações (2.1) a (2.6).

$$CMéd = \frac{C}{N} \quad (2.1)$$

Onde:

CMéd = Consumo Médio [kWh/Consumidor];

C = Soma do Consumo Médio [kWh];

N = Quantidade de Consumidores.

$$Fatura_{TUSD} = CMéd \times Tarifa_{TUSD} \quad (2.2)$$

Onde:

Fatura TUSD = Valor monetário pelo uso do Sistema [R\$];

CMéd = Consumo Médio [kWh/Consumidor];

Tarifa TUSD = Valor monetário extraído da base tarifária da ANEEL por Subgrupo.

$$TUST = \frac{\Sigma(\text{Custo Anual de Transmissão} + \text{Encargos})}{\Sigma(\text{Demanda Contratada})} \times \text{Demanda do Usuário} \quad (2.3)$$

$$TE = \left(\frac{\text{Custo da Energia} + \text{Encargos Setoriais} + \text{Perdas} + TUST}{\text{Volume de energia Distribuída}} \right) + \text{Margem de distribuição} + \text{Impostos} \quad (2.4)$$

Onde, nos Impostos estão inclusos [34]:

- ICMS, é um imposto aplicado sobre qualquer produto vendido ou serviço prestado, neste caso, a energia. Por isso, alguns itens que compõem a conta de luz sofrem impactos do ICMS, inclusive o consumo de energia, Tabela 2.1. Em suma, o valor da sua conta pode variar de acordo com a faixa de consumo do ICMS.

Tabela 2.1: ICMS Residencial por Consumo [kWh] [34].

Subgrupo Residencial (B1)	
Consumo kWh	Faixa de ICMS
0 até 90 kWh	Faixa de consumo isenta
Acima de 90 até 200 kWh	12% ICMS
Acima de 200 kWh	25% ICMS

- *Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP)* são contribuições com o objetivo de financiar o pagamento do seguro-desemprego, abono e participação na receita dos órgãos e entidades

para os trabalhadores públicos e privados no Brasil. Na prática funcionam para melhorar a distribuição da renda nacional.

- *Contribuição para Financiamento da Seguridade Social* (COFINS) é uma contribuição repassada ao consumidor que incide sobre a receita bruta das empresas em geral e se destina a financiar a seguridade social (previdência social, a saúde e a assistência social).

E no caso da ENEL, distribuidora de São Paulo, acrescenta-se o *Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública* (COSIP/CIP) sendo recolhida pela ENEL, mas repassada à prefeitura de sua cidade.

$$Fatura_{TE} = CM \times TE \quad (2.5)$$

$$Fatura_{Final} = Fatura_{TE} + Fatura_{TUSD} + Encargos \quad (2.6)$$

Onde, “encargos” estão sujeitos a setores específicos relacionados ao uso do sistema de transmissão.

2.6.4 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A *Câmara de Comercialização de Energia* (CCEE) desempenha um papel fundamental no setor elétrico brasileiro, sendo responsável pela administração e estruturação do mercado de energia elétrica. Criada como uma sociedade civil de direito privado e sem fins lucrativos, a CCEE viabiliza transações comerciais de energia entre geradores, distribuidores, comercializadores e grandes consumidores, atuando tanto no *Ambiente de Contratação Regulado* (ACR) quanto no *Ambiente de Contratação Livre* (ACL) [35].

Entre suas principais atribuições, a CCEE realiza leilões de energia para o ACR, onde as distribuidoras compram energia para atender os consumidores regulados. Esses leilões garantem preços competitivos e refletem os custos reais de geração. No ACL, a CCEE registra contratos de compra e venda de energia entre geradores e grandes consumidores ou comercializadores, promovendo maior flexibilidade e competição no setor.

Além disso, a CCEE é responsável pelo processo de contabilização e liquidação financeira no *Mercado de Curto Prazo* (MCP), calculando o *Preço de Liquidação das Diferença* (PLD), que reflete o valor da energia negociada no mercado de curto prazo. A entidade também administra contas setoriais importantes, como a *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE) e a Conta Bandeiras, e promove a gestão de Energia de Reserva, contribuindo para a segurança e a estabilidade do sistema elétrico nacional [35].

2.7 Linguagem de Programação - Python

O Python é uma linguagem de programação amplamente utilizada para processamento de dados e cálculos complexos. Ele oferece uma vasta gama de bibliotecas como Pandas, NumPy e Matplotlib, que facilitam a manipulação, análise e visualização de grandes volumes de dados. Além de ser uma linguagem de fácil aprendizado, o Python é extremamente eficiente para automatizar processos e gerar uma melhor percepção de cenários em tempo real.

No contexto do sistema de energia brasileiro, que lida com grandes volumes de dados sobre consumo, geração, transmissão e distribuição, o Python pode processar esses dados de forma ágil, permitindo análises precisas que ajudam na tomada de decisões estratégicas. A capacidade de integrar Python com ferramentas de visualização, como Power BI, amplia ainda mais o poder de análise dos dados energéticos complexos.

2.8 POWER BI - MICROSOFT

O Power BI é uma ferramenta da Microsoft voltada para a análise e visualização de dados. Ele permite que empresas e profissionais conectem diferentes fontes de dados e de diferentes segmentos, criem dashboards interativos e compartilhem conclusões e ideias com facilidade. Usado com constância pelos órgãos de energia públicos que tem como obrigação expor os dados considerados em seus relatórios para a população. A interface intuitiva e as visualizações atrativas facilitam a compreensão dos dados, transformando informações complexas em gráficos, tabelas e relatórios claros e acessíveis. Tornando-o em uma ferramenta crucial para tomada de decisões estratégicas e para a apresentação visual de resultados.

Capítulo 3

Revisão Bibliográfica

Este capítulo discute metodologias previamente aplicadas com o objetivo de alocar a demanda de carga em períodos mais favoráveis e previsíveis para o operador do sistema, gerando benefícios econômicos. Até o momento, não foram desenvolvidas interfaces capazes de integrar de forma intuitiva o consumidor final, auxiliando-o a compreender como seu comportamento em relação à demanda pode gerar benefícios tanto para a rede elétrica quanto para si próprio. Interfaces que até trazem afastamento por falta de familiaridade. O presente trabalho busca preencher essa lacuna, propondo uma ferramenta que aproxima o consumidor desses processos e apresentando resultados alinhados às abordagens metodológicas discutidas ao longo deste capítulo.

3.1 Tarifa Branca: Incentivo ao Consumo Fora do Horário de Ponta

A Tarifa Branca, regulamentada pela ANEEL, representa uma política voltada a buscar o deslocamento do consumo para horários mais favoráveis à operação do sistema elétrico. Essa modalidade tarifária estabelece preços diferenciados conforme o horário do dia, sendo, períodos de ponta (com tarifas mais altas), intermediários e fora de ponta (com tarifas reduzidas). Durante finais de semana e feriados nacionais, aplica-se apenas a tarifa fora de ponta, independentemente do horário. A principal vantagem para o consumidor está na possibilidade de reduzir significativamente sua conta de energia ao reorganizar suas atividades de maior consumo, como o uso de

máquinas de lavar, ar-condicionado e aquecedores, para momentos de menor carga no sistema. Além do benefício financeiro direto, a Tarifa Branca contribui para a modulação da demanda elétrica, diminuindo a necessidade de acionamento de termelétricas de pico, que são mais caras e poluentes. Importante destacar que essa modalidade está disponível para consumidores de baixa tensão (Grupo B), com exceção da subclasse Residencial Baixa Renda. Segundo a ANEEL, a Tarifa Branca também alivia os investimentos necessários na expansão e reforço da infraestrutura de distribuição, otimizando o uso da rede existente e reduzindo o custo sistêmico para todos os usuários [36].

3.2 Programas de Resposta da Demanda: Participação Ativa no Equilíbrio do Sistema

Os programas de *Resposta da Demanda* (RD) consistem em mecanismos regulatórios que permitem aos consumidores ajustarem voluntariamente seu consumo de energia elétrica em resposta a sinais de preço, incentivos financeiros ou orientações do operador do sistema. Essa prática é fundamental para garantir a confiabilidade e a segurança do *Sistema Interligado Nacional* (SIN), especialmente em momentos críticos, como picos de demanda, restrições de geração ou contingências na rede. Os consumidores participantes podem ser chamados a reduzir ou deslocar sua carga em determinados períodos, recebendo, em contrapartida, compensações financeiras, descontos na fatura ou benefícios contratuais. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.040/2022 estabelece as diretrizes para a operacionalização desses programas, que incluem desde grandes consumidores industriais até unidades comerciais e, em projetos-piloto, consumidores residenciais. Além do impacto econômico positivo para os participantes, os programas de RD representam um avanço no conceito de participação ativa da demanda na operação do sistema elétrico, reduzindo a necessidade de investimentos em geração e transmissão e contribuindo para a sustentabilidade ambiental [37].

3.3 Autoconsumo Instantâneo em Geração Distribuída: Eficiência e Redução de Encargos

A GD, especialmente a partir de sistemas fotovoltaicos, transformou o papel do consumidor no setor elétrico brasileiro, convertendo-o em prosumidor — aquele que consome e produz energia. Dentro desse modelo, o autoconsumo instantâneo configura-se como a prática mais eficiente do ponto de vista econômico, pois a energia gerada é consumida no mesmo instante em que é produzida, evitando a injeção na rede. Esse comportamento gera benefícios diretos, já que, ao consumir a própria energia,

o usuário não paga tarifas de uso da rede, encargos setoriais e tributos incidentes sobre o fornecimento convencional de energia elétrica. O Marco Legal da Geração Distribuída, instituído pela Lei nº 14.300/2022, estabelece as regras para a compensação de créditos de energia excedente, mas é no autoconsumo instantâneo que reside o maior ganho financeiro e energético, uma vez que elimina as perdas inerentes à transmissão e distribuição. Além disso, promove maior alívio para o sistema elétrico durante os períodos de maior geração solar, geralmente coincidentes com picos de demanda comercial [38].

3.4 Incentivos Regionais e Leilões de Capacidade: Flexibilidade e Segurança Energética

Em algumas regiões do Brasil, autoridades regulatórias e empresas distribuidoras vêm adotando medidas específicas para flexibilizar o consumo e garantir a segurança energética. Um exemplo recente foi a autorização dada pela ANEEL para a alteração provisória do horário de ponta em parte da área atendida pela Energisa Mato Grosso, com o objetivo de atender às peculiaridades do setor agropecuário local, sobretudo os consumidores rurais irrigantes. Essa flexibilização permite que os consumidores ajustem suas operações agrícolas para horários menos onerosos, contribuindo simultaneamente para a eficiência econômica e para a estabilidade do sistema. Além disso, os leilões de capacidade, previstos na regulamentação do setor, têm incorporado a demanda como recurso, permitindo que consumidores, através de contratos, se comprometam a reduzir carga nos momentos críticos. Essa integração demanda-oferta fortalece a resiliência do sistema elétrico, reduzindo a necessidade de expansão da infraestrutura de geração e, conseqüentemente, os custos repassados a todos os usuários [39].

Tabela 3.1: Overview benefícios tarifários.

Benefício	Público-Alvo	Impacto Econômico	Referência
Tarifa Branca	Residenciais / Comerciais	Redução na fatura fora de ponta	[36]
Resposta da Demanda	Industriais / Comerciais	Incentivos financeiros por redução	[37]
Autoconsumo Instantâneo	Prosumidores GD	Economia em tarifas, encargos, tributos	[38]
Incentivos Regionais / Leilões	Rurais, grandes consumidores	Contratos e flexibilização regional	[39]

Vale a ressalva que este trabalho tem como público alvo o consumidor B (Baixa tensão), residencial, com ou sem a disponibilização de módulos fotovoltaicos, já que o mesmo pode beneficiar a rede por meio de trazer previsibilidade ao seu perfil de demanda.

3.5 Valorização de Recursos Energéticos Distribuídos

No ano 2016, foi desenvolvido e aplicado o estudo “*Valuation of Distributed Energy Resources in Active Distribution Networks*” [40], publicado por Mahmoud, Abdelaziz e Elgamal. A pesquisa teve como principal objetivo desenvolver uma metodologia capaz de avaliar o valor técnico e econômico de recursos energéticos distribuídos (REDs) em redes de distribuição ativas. Essa metodologia buscou não apenas quantificar os benefícios diretos desses recursos, como geração e armazenamento distribuído, mas também capturar externalidades positivas, incluindo redução de perdas elétricas, adiamento de investimentos em expansão da rede e melhorias na confiabilidade e na qualidade do fornecimento.

O processo metodológico adotado envolveu a formulação de um modelo de Fluxo de Carga Ótimo (*Optimal Power Flow (OPF)*), integrando variáveis operacionais e econômicas para simular diferentes cenários de penetração de REDs. O estudo utilizou uma rede de distribuição de teste simulada, projetada para representar características típicas de redes ativas, como a presença de fontes de energia renovável, cargas distribuídas e dispositivos de controle inteligente. Além disso, foram realizadas comparações entre cenários com e sem a presença de REDs, permitindo identificar de forma clara os impactos e benefícios adicionais gerados pela integração desses recursos.

Um aspecto relevante do trabalho foi a capacidade da metodologia desenvolvida de priorizar investimentos na rede com base em uma análise de custo-benefício, oferecendo um instrumento robusto para orientar decisões de planejamento e operação. Essa abordagem possibilita às empresas identificar quais intervenções geram maior retorno econômico e operacional para o sistema elétrico, promovendo uma alocação mais eficiente de recursos.

Os resultados obtidos indicaram que a adequada integração e valoração dos REDs pode proporcionar benefícios significativos, incluindo a redução de perdas técnicas, o alívio de congestionamentos, o melhor aproveitamento da capacidade instalada e a redução de custos operacionais. Além disso, os autores destacaram que, na ausência de mecanismos de mercado apropriados e sinalizações econômicas eficientes, parte substancial desses benefícios tende a ser perdida, resultando em subinvestimento e uso subótimo dos recursos disponíveis.

Por fim, as conclusões do artigo reforçam a necessidade de políticas regulatórias que reconheçam o papel multifuncional dos REDs, além de sugerirem a adoção de modelos híbridos técnico-econômicos para apoiar o planejamento e a operação das redes de distribuição. O estudo também enfatiza que seus resultados têm aplicabilidade prática para distribuidoras de energia que estão expandindo a integração dos REDs e precisam otimizar o despacho e a expansão da rede, garantindo, assim, maior eficiência, confiabilidade e sustentabilidade ao sistema elétrico.

3.6 Softwares de Modelagens

Softwares são ferramentas poderosas quando se trata de um melhor desenvolvimento e otimização de projetos energéticos, cada um com seu foco e aplicação específica. No contexto deste estudo existem diversos softwares capazes, aqui serão apontados aqueles mais capazes de colaborar com a ideia de simulações reais que consideram a geração distribuída, recursos energéticos distribuídos (sistemas de armazenamento) e a resposta à demanda de energia.

3.6.1 System Advisor Model

O *System Advisor Model* (SAM) é um *software* desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), dos Estados Unidos, com a finalidade de fornecer uma plataforma para análise técnica e financeira de sistemas de geração de energia renovável. Trata-se de uma ferramenta gratuita e amplamente reconhecida no meio científico, que possibilita a simulação de diferentes tecnologias energéticas, tais como sistemas fotovoltaicos, eólicos, térmicos e híbridos. Por meio de uma interface detalhada, o SAM integra modelos físicos de desempenho com projeções econômico-financeiras, permitindo a avaliação da viabilidade e do retorno sobre investimento de projetos energéticos em diversos contextos regulatórios e tarifários [41].

O software oferece suporte a simulações em resoluções horárias e sub-horárias, permitindo acompanhar a dinâmica de geração, consumo e armazenamento ao longo do tempo. Para sistemas com baterias, o SAM possibilita configurar parâmetros como eficiência, capacidade, profundidade de descarga e estratégias de operação [42]. Essa flexibilidade torna o software especialmente útil para análises de projetos complexos, em que se busca compreender a interação entre produção, consumo e armazenamento de energia.

3.6.2 General Algebraic Modeling System

O *General Algebraic Modeling System* (GAMS) é um software de modelagem e otimização utilizado para resolver problemas complexos em diversas áreas, como energia, economia, finanças e engenharia. Suas atividades são normalmente voltadas para situações que envolvem grandes sistemas com múltiplas restrições, variáveis e objetivos, como otimização de recursos energéticos, programação linear e não linear, e análise de sistemas econômicos.

Empregado na otimização de geração distribuída e microrredes, oferecendo suporte na alocação ótima de geradores, considerando variáveis como custo, emissões e disponibilidade de recursos. Tem possibilidade de integrar cenários que envolvem a gestão eficiente do consumo de energia e a alocação de recursos conforme a demanda do sistema. Ao fim apresenta o melhor conjunto de soluções energético e os investimentos necessários para maximizar a eficiência e a sustentabilidade financeira.

3.6.3 Electrical Transient Analyzer Program

O *Electrical Transient Analyzer Program* (ETAP) é um software de análise de sistemas elétricos que oferece uma solução completa para modelagem, simulação, monitoramento, controle, otimização e automação de sistemas elétricos complexos. Amplamente utilizado em setores como geração, transmissão, distribuição e industrial, especialmente em ambientes críticos que requerem alta confiabilidade.

Usado tanto no design quanto na otimização de microrredes e sistemas de geração distribuída, permitindo modelagem precisa de fontes renováveis, baterias e sistemas híbridos. Ele oferece ferramentas para estudar a confiabilidade da rede, transitórios e a proteção do sistema, o que é crucial para a integração de GDs em redes já existentes [43].

Portanto para melhor conclusão, a Tabela 3.2 foi elaborada visando trazer uma síntese das informações relevantes. A fim de facilitar a tomada de decisão do software de mercado ideal para a validação da solução desenvolvida por este trabalho:

Tabela 3.2: Overview Softwares de Modelagens.

Software	SAM	GAMS	ETAP
Referência	[41]	[44]	[43]
Caract. Principais	<ol style="list-style-type: none"> 1. Simulação de desempenho de sistemas de energia renovável (PV, eólico, térmico, armazenamento, entre outros). 2. Análise econômica detalhada (CAPEX, OPEX, LCOE, NPV, IRR). 3. Modelagem de desempenho técnico anual/hora a hora para projetos energéticos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Modelagem de problemas de otimização de forma algébrica. 2. Suporte para uma ampla variedade de modelos (lineares, não lineares, inteiros e mistos). 3. Ferramenta flexível e poderosa, utilizada em contexto industriais e acadêmicos para resolver problemas de grande escala. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Simulação de sistemas elétricos para análise de desempenho. 2. Suporte a estudo de fluxo de potência, curto-circuito, harmônicas e transitórios. 3. Ferramenta completa para análise de estabilidade, confiabilidade e proteção.
Pontos Positivos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Vídeos orientativos disponibilizados e atualizados pela própria NREL. 2. Base de dados robusta e pública de componentes e cenários climáticos (via NREL). 3. Ferramenta gratuita, amplamente utilizada em estudos acadêmicos, institucionais e industriais. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Extremamente versátil, capaz de modelar problemas complexos em diferentes setores. 2. Integra-se com diversos solvers (CPLEX, GUROBI, IPOPT) para otimização eficiente. 3. Flexível para uso em sistemas de energia e economias, sendo amplamente adotado em pesquisa acadêmica e indústria. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Interface gráfica avançada que facilita a modelagem de sistemas complexos. 2. Capacidade de realizar uma vasta gama de análises, como fluxo de potência e transitórios. 3. Ideal para ambientes que demandam alta confiabilidade e segurança.
Pontos Negativos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Limitações para otimização em tempo real e integração com sistemas de despacho. 2. Menor flexibilidade em comparação com linguagens de programação dedicadas (Python, GAMS). 3. Dependência de dados climáticos e de entrada bem ajustados para alta precisão. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Requer conhecimento técnico para sua utilização eficaz, especialmente em programação algébrica. 2. Interface menos intuitiva em comparação a softwares com interfaces gráficas mais amigáveis. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Custo elevado, principalmente para pequenas empresas. 2. Pode ser complexo para usuários iniciantes devido à sua vasta gama de funcionalidades.

Capítulo 4

Metodologia e Desenvolvimento

Este Capítulo apresenta o equacionamento de cinco índices de méritos que foram possíveis ser extraídos da revisão bibliográfica como minimamente necessários para o englobamento das necessidades da rede que podem ser alcançadas diretamente pelo comportamento do consumidor/prossumidor, sabendo que nada neste trabalho limita o desenvolvimento a cinco índices, mas entendi-se que estes são necessários pela complementariedade entre ele e para trazer praticidade ao consumidor.

4.1 Fator de Autossuficiência Energética

O fator de autossuficiência energética que tem a intenção de medir a capacidade do prossumidor de suprir seu consumo de energia a partir da própria geração. Ou seja, representa a proporção de energia consumida que foi gerada autonomamente. Calculado como a razão entre a energia total gerada localmente e a energia total consumida pelo prossumidor em um determinado período, Equação (3.1).

$$FAE = \frac{E_{gerada}}{E_{consumida}} \quad (4.1)$$

Relevante por fornecer uma medida clara do nível de independência energética do prossumidor, o que é fundamental em microrredes. Um valor elevado indica maior autossuficiência, o que reduz a dependência da rede principal, aliviando o sistema elétrico em momentos críticos.

4.2 Índice de Autoconsumo - Injeção de Excedentes na Rede

A quantidade de energia excedente gerada pelo prossumidor que é injetada na rede elétrica, ou seja, a energia que não é consumida localmente e pode ser redistribuída. Calculado como a razão entre o excedente de energia gerada e a energia total gerada, Equação (3.2):

$$Autoconsumo = \frac{\min(\text{Geração [kWh]}, \text{Consumo [kWh]})}{\text{Geração [kWh]}} \quad (4.2)$$

É uma métrica que avalia o quanto da energia gerada pelo sistema fotovoltaico (ou outra fonte local) foi efetivamente consumida no mesmo local, sem passar pela rede elétrica. Reflete a capacidade de um prosumidor de atender sua demanda energética sem depender da rede, minimizando fluxos de energia desnecessários que aumentam as perdas na transmissão e distribuição.

Quanto maior o índice, menor será a dependência do sistema elétrico centralizado, reduzindo o custo com tarifas como a TUST e a TUSD.

$$ExcedentesInjetados(EI) = \max(\text{Geração [kWh]} - \text{Consumo [kWh]}, 0) \quad (4.3)$$

O Excedente Injetado mede a quantidade de energia gerada localmente que não foi consumida no local e nem suprida por algum meio de armazenamento carregado, portanto, foi enviada de volta para a rede elétrica.

Um alto valor de excedentes pode indicar a necessidade de armazenamento local (baterias) para aumentar o índice de autoconsumo e minimizar o impacto na rede como Fluxos reversos, estes que podem sobrecarregar a infraestrutura elétrica, aumentando perdas e dificultando a operação de redes que não foram projetadas para fluxos bidirecionais.

Para a inclusão dos excedentes como um índice de mérito elaborou-se as equações 4.4 à 4.8, com a dedução, de maneira a apresentar a porcentagem que corresponde a margem participativa dos excedentes injetados mediante ao consumo do agente.

$$V = \text{TUSD} \cdot C \quad (4.4)$$

$$V' = \text{TUSD} \cdot (C + I) \quad (4.5)$$

$$V' - V = \text{TUSD} \cdot I \quad (4.6)$$

$$1 - \frac{V}{V'} = \frac{\text{TUSD} \cdot I}{\text{TUSD} \cdot (C + I)} \quad (4.7)$$

$$\Rightarrow 1 - \frac{V}{V'} = \frac{I'}{C + I} \quad (4.8)$$

onde:

- V : É o valor da TUSD correspondente ao uso do sistema de distribuição vezes o consumo do agente.
- V' : É a somatória correspondente ao valor da TUSD pelo uso do sistema tanto pela energia consumida quanto pela energia injetada na rede.
- C : Somatória de energia consumida de toda microrrede.
- I : Somatória da energia excedente da microrrede injetada na rede.
- I' : Contribuição da energia excedente da microrrede injetada na rede por parte individual do respectivo agente.

4.3 Benefício Horário de Geração e Consumo

Este índice leva em consideração a geração de energia em função do horário do dia, ponderando a energia gerada ou consumida em horários de maior ou menor demanda. Sua implementação foi expressada através da Equação 4.9.

$$B_{\text{geração/consumo}} = \sum_{t=i}^n \left(E_{\text{gerada/consumida}}(t) \times P_{\text{geração/consumo}}(t) \right) \quad (4.9)$$

onde:

- $B_{\text{geração/consumo}}$: Representa o benefício total considerando os horários críticos de geração e/ou consumo.
- $E_{\text{gerada/consumida}}$ [kWh]: É a quantidade de energia gerada ou consumida no intervalo de tempo i , podendo ser ajustada de acordo com intervalos específicos.
- $P_{\text{geração/consumo}}(t)$: É um fator de ponderação que atribui pesos diferentes para a energia gerada e consumida em horários específicos, dando maior peso para períodos de pico de demanda/geração.
- n : Número total de intervalos de tempo considerados no cálculo (um dia completo, mês ou ano, depende da análise exigida).

Os pesos horários para geração e consumo foram definidos pelos seguintes parâmetros descritos nas equações 4.10 e 4.11, ambos a depender do intervalo de Tempo(t):

$$P_{\text{geração}}(t) = \begin{cases} 2, & \text{se } 18\text{h} \leq t \leq 22\text{ h}, \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (4.10)$$

$$P_{\text{consumo}}(t) = \begin{cases} 0.5, & \text{se } 12\text{h} \leq t < 18\text{ h}, \\ 2, & \text{se } 18\text{h} \leq t \leq 22\text{ h}, \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (4.11)$$

Esses pesos têm como objetivo alinhar o comportamento de geração e consumo dos prossumidores aos horários mais benéficos para a rede, promovendo um uso mais eficiente e previsível da infraestrutura elétrica.

Tais pesos refletem diretamente a lógica da Curva do Pato, Figura 1.3, que descreve os desafios do sistema elétrico em regiões com alta penetração de energia solar.

Durante o período diurno (12h às 17h), a alta geração solar reduz significativamente a demanda na rede, criando um ponto de mínimo na curva de carga. Nesse contexto, o peso para a geração é neutro (1x), já que a energia gerada nesse horário é suficiente para atender parte da carga e, muitas vezes, excede a demanda local. Para o consumo, o peso é reduzido (0.5x), incentivando o uso de energia nesse intervalo, o que ajuda a diminuir os excedentes injetados na rede, que serão consumidos na origem e diminuirão as perdas associadas. No final da tarde e início da noite (17h01 às 22h), ocorre um crescimento abrupto da curva, caracterizado pela rápida queda da geração solar e pelo aumento abrupto da demanda. Nesse período crítico, o peso para a geração é elevado (2x), valorizando-a e reconhecendo o valor estratégico da energia injetada para aliviar a exigência na rede, enquanto o peso para o consumo também aumenta (2x), alertando os usuários que sobrecarregam o sistema em horários precários.

A partir do cálculo deste benefício horário referente a geração e consumo, o índice é calculado como descrito na equação 4.12.

$$\text{ÍndiceHorário}\% = 1 - \left(\frac{B_{\text{consumo}} - B_{\text{geração}}}{\text{Consumo}} \right) \quad (4.12)$$

onde:

- B_{consumo} : Representa o benefício gerado pela somatória da multiplicação da Energia gerada pelo fator de ponderação referente ao horário do consumo. Limite superior igual ao consumo medido;
- $B_{\text{geração}}$ Representa o benefício gerado pela somatória da multiplicação da Energia gerada pelo fator de ponderação referente ao horário da geração. Limite inferior igual a geração medida;
- Consumo : Consumo total medido do respectivo agente.

4.4 Índice de Eficiência de Armazenamento de Energia

O *Índice de Eficiência de Armazenamento de Energia* (IEAE) é uma métrica desenvolvida com o intuito de avaliar o desempenho de sistemas de armazenamento, como baterias, no contexto de redes elétricas inteligentes com geração distribuída. Seu resultado apresenta a eficiência no desempenho da bateria com o processo da energia excedente gerada, armazenada e posteriormente utilizada para suprir déficits de consumo.

O funcionamento do IEAE baseia-se em três aspectos fundamentais: a energia excedente gerada (Segundo Índice), a energia armazenada na bateria e a energia descarregada para atender à demanda, ambas apresentadas na equação 4.13 e 4.14, respectivamente. Excedentes já foram levantados no segundo índice, portanto seu conceito se baseia sempre que a geração de energia exceder o consumo no mesmo momento. Parte dessa energia é armazenada na bateria, levando em conta sua capacidade e eficiência, enquanto o restante acaba por ser injetado na rede. Por outro lado, em momentos de déficit, ou seja, quando o consumo excede a geração, a bateria pode fornecer energia previamente armazenada, aliviando a demanda da rede elétrica.

$$E_{descarregada}(t) = \min(C(t) - G(t), E_{armazenada}(t)) \quad (4.13)$$

onde:

- $C(t)$ é o consumo de energia no instante t (em kWh).
- $G(t)$ é a geração de energia no instante t (em kWh).
- $E_{armazenada}(t)$ é a energia disponível na bateria no instante t (em kWh).

$$E_{armazenada}(t+1) = \min(E_{armazenada}(t) + E_{excedente}(t) \cdot \eta, E_{max}) \quad (4.14)$$

onde:

- η é a eficiência da bateria.
- E_{max} é a capacidade máxima da bateria (em kWh).

A energia armazenada na bateria é atualizada em cada instante t , sempre considerando a eficiência do sistema (η) e a capacidade máxima da bateria (E_{max}).

O cálculo do índice é feito comparando a soma total de energia descarregada pela bateria com a soma total da energia excedente gerada, dado pela Equação 4.15:

$$IEAE = \frac{\sum E_{descarregada}}{\sum E_{excedente}} \times 100 \quad (4.15)$$

A importância do IEAE no trabalho reside na sua capacidade de justificar e orientar investimentos em sistemas de armazenamento de energia, especialmente em cenários de geração intermitente. Sendo uma métrica é crucial para o trabalho desenvolvido, pois fornece uma visão prática da eficiência dos sistemas de armazenamento no contexto de redes distribuídas.

Valores altos de IEAE indicam que a maior parte da energia excedente está sendo efetivamente armazenada e utilizada para suprir déficits, reduzindo desperdícios e a dependência da rede elétrica. Por outro lado, valores baixos indicam limitações, seja pela baixa capacidade das baterias, pela eficiência reduzida ou pela falta de déficits que exijam o uso de energia armazenada.

4.5 Fator de Emissões Evitadas

Este índice avalia o impacto ambiental dos prosumidores que utilizam REDs visando a redução das emissões de gases de efeito estufa quando a energia deixa de ser produzida por fontes poluentes. É calculado multiplicando a energia gerada pelo agente pelo fator de emissão médios de CO_2 respectivo ao mês vigente do ano anterior, extraído site do Governo Brasileiro [45], Tecnologia e Inovação, portanto, o fator mais atual com objetivo estimar a quantidade de de CO_2 evitada, dado pela Equação 4.16.

$$I_{emissões} = E_{gerada} \times F_{emissão_{local}} \quad (4.16)$$

4.6 Coleta e Tratamento dos Dados

Para o desenvolvimento do software uma base de dados de demanda e geração confiável é necessária. Assim foram utilizados bancos de dados validados em artigos científicos como [46] e em [47] publicados pelo *Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento* (GECAD) do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), usados para base de cálculos a fim de estressar o modelo aos mais diversos perfis de consumo.

Os índices foram testados em 4 perfis de demanda que puderam ser classificados dentre os dados de geração e consumo de 100 prosumidores/consumidores, parametrizados de acordo com o formato de seu consumo médio mensal distribuído ao longo do dia. Os perfis foram classificados a partir da semelhança dos formatos de ondas da Figura 4.1.

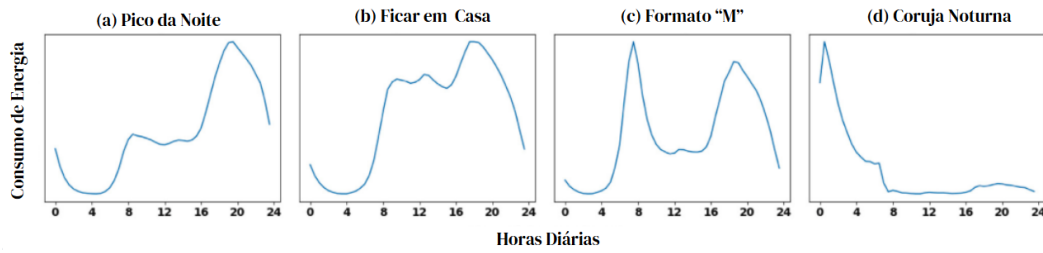


Figura 4.1: Classificação dos perfis de demanda.

O modelo foi aplicado a todos os perfis disponíveis; contudo, neste trabalho serão apresentados apenas os resultados referentes a um perfil específico, denominado (a) Pico da Noite. Este perfil foi selecionado por ser o mais prevalente na demanda brasileira, conforme a projeção de carga do sistema elétrico realizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [48]. Trata-se de um padrão de consumo considerado mais crítico, pois associa geração em períodos suscetíveis a fluxos reversos e demanda concentrada nos horários de pico da rede, justamente a problemática que o presente estudo busca mitigar.

Para a demonstração do modelo, serão detalhados os resultados obtidos para dois agentes da base de dados, identificados como Agente 52 e Agente 62. Ambos apresentam perfis de demanda compatíveis com a classificação (a) Pico da Noite, porém diferem quanto à posse de sistema de armazenamento, sendo Agente 52 aquele que não dispõe dessa tecnologia, enquanto o Agente 62 utiliza um sistema de armazenamento. Essa escolha permite explorar e quantificar os benefícios proporcionados pelo armazenamento tanto para o agente quanto para a rede elétrica.

4.7 Diagrama de implementação da Solução

A Figura 4.2, apresenta os procedimentos em forma de diagrama de blocos onde a aplicação desenvolvida por este trabalho entrará no valor calculado das contas de energia dos consumidores de baixa tensão.

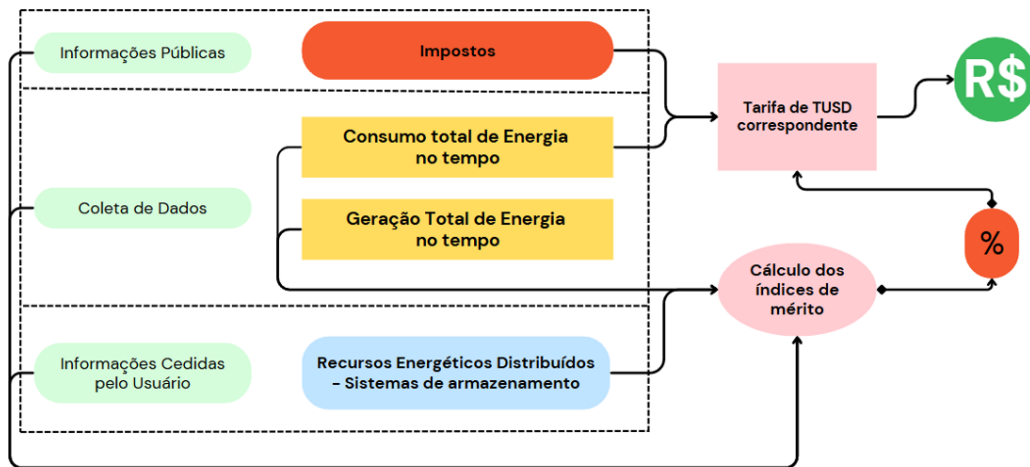


Figura 4.2: Diagrama de desenvolvimento da solução.
Fonte: O autor (2024).

Sendo que os tópicos podem ser descritos da seguinte forma:

- **Informações públicas:** Banco de dados com as taxas aplicadas no cálculo do valor da energia elétrica considerando o município e a distribuidora do consumidor. E informações das fontes de energias mapeadas por país como item para classificação do fator de emissões evitadas como descrito no quinto índice de mérito.
- **Coleta de dados:** Coleta intercaladas no tempo do consumo diário para criação de um perfil de carga e comparação com o perfil ideal de autoconsumo (tudo que é gerado é consumido ao mesmo tempo).
- **Informações cedidas pelo usuário:** Um pequeno formulário dentro da aplicação para entendermos os meios de armazenamento que possui e se há prioridades para carga e descarga do RED.

4.7.1 Implementação dos Índices

O principal objetivo desses índices é fornecer uma análise detalhada do comportamento energético dos prosumidores, considerando suas contribuições para a rede elétrica. A média desses índices (Equação 4.17) foi aplicada ao cálculo da TUSD vezes a energia consumida, que representa o valor que o agente deveria pagar pela energia consumida, Equação 4.18.

$$Desconto = \frac{FAE + Autoconsumo + Excedentes + IndiceHorário + IEAE}{5} \quad (4.17)$$

$$ValorFinal = TUSD[\frac{R\$}{KWh}] * Consumo[KWh] * (1 - Desconto) \quad (4.18)$$

O modelo premia o agente que gerenciar de maneira eficaz seu perfil de carga e geração, justamente por zelar pela estabilidade e confiabilidade da rede elétrica, principalmente em momentos de pico de demanda e geração. Este mecanismo busca incentivar a participação ativa dos agentes na melhoria do desempenho do sistema, alinhando seus interesses com a operação eficiente da rede.

Capítulo 5

Análise dos resultados

5.1 Modelo

O modelo desenvolvido em Python e aplicado no banco de dados esta apresentado no seguinte link da plataforma GitHub com os códigos [49], com a instrução de como o banco de dados deve ser coletado e com a devida orientação de como interligar o Python ao PowerBI e as planilhas com as tarifas aplicadas para o cálculo do modelo.

A seguir após a aplicação do modelo no banco de dados obteve-se todos os dados e informações tratadas e necessárias para a montagem visual no Power BI dos resultados dos índices ao perfil do agente 62, Figura 5.1.

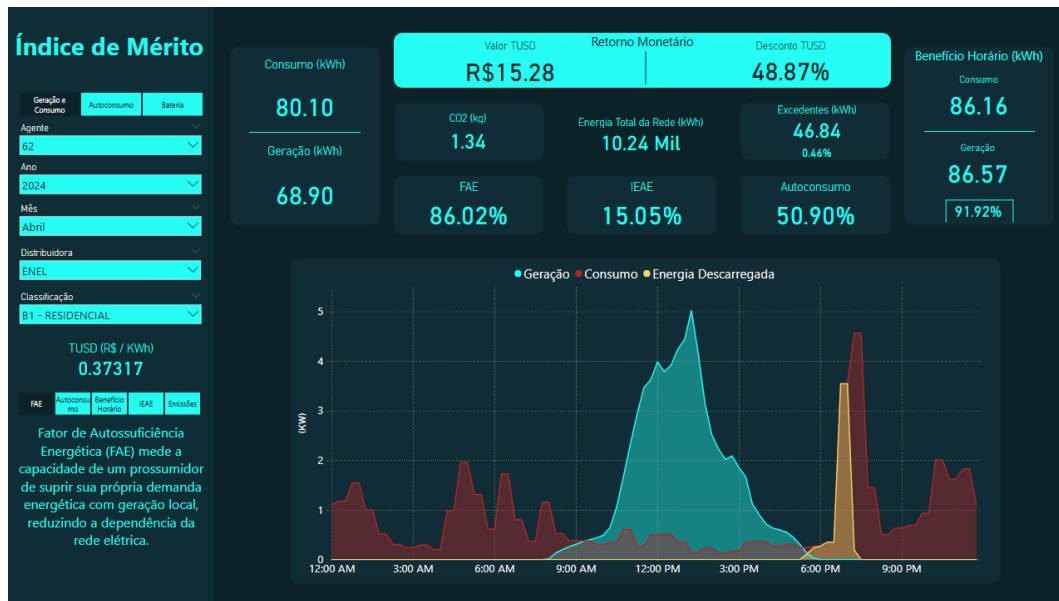


Figura 5.1: Visualização do Modelo em Dashboard - Geração e Consumo.

Como ilustrado na Figura 5.1, o dashboard foi organizado em três seções principais. A primeira seção, dedicada à seleção de filtros, proporciona ao usuário a personalização da visualização dos dados conforme as necessidades de análise do agente. Nessa seção, é possível definir o agente a ser visualizado, escolher o ano e o mês para embasar a previsão de economia de (CO_2) durante o período selecionado, e selecionar a distribuidora responsável pela tarifa da TUSD a ser aplicada no modelo, no caso, a tarifa fornecida pela ENEL, a distribuidora da cidade de São Paulo. Adicionalmente, é possível especificar se o agente está classificado como pertencente ao modelo de tarifa residencial de baixa renda. Por fim, a seção apresenta o valor da TUSD para conferência, acompanhado de um breve texto explicativo sobre os índices implementados no modelo, com o intuito de auxiliar na interpretação dos dados.

A segunda seção apresenta os números correspondentes aos dados iniciais de Geração e Consumo, bem como os resultados obtidos com a implementação dos índices de mérito. Além disso, esta seção exibe o retorno monetário gerado pela aplicação dos índices ao valor que o agente pagaria referente ao uso do sistema de distribuição.

A terceira seção é dedicada à visualização gráfica do perfil de geração e demanda do agente selecionado. Caso o agente possua um sistema de armazenamento, a seção também ilustra o período em que esse sistema foi utilizado para suprir a carga, proporcionando uma compreensão visual da interação entre geração, consumo e uso do armazenamento. No gráfico apresentado na Figura 5.1 fica evidenciado a geração e o consumo, porém através da seleção dos botões esquerdos superiores, há

a possibilidade de plotar o perfil de autoconsumo, Figura 5.2 se o agente possuir, o uso do sistema de armazenamento, Figura 5.3.

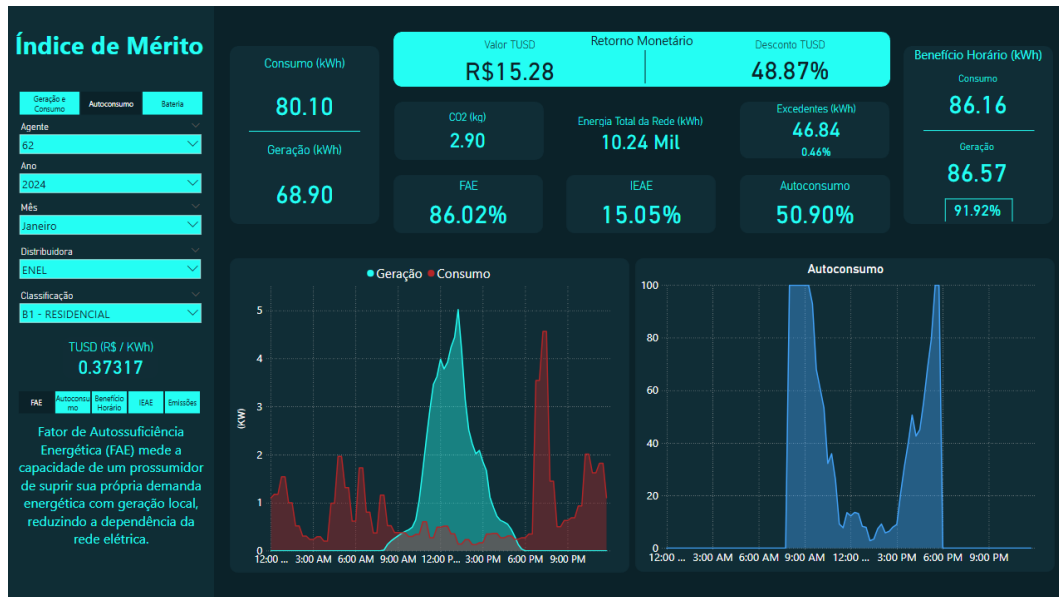


Figura 5.2: Visualização do Modelo em Dashboard - Autoconsumo.

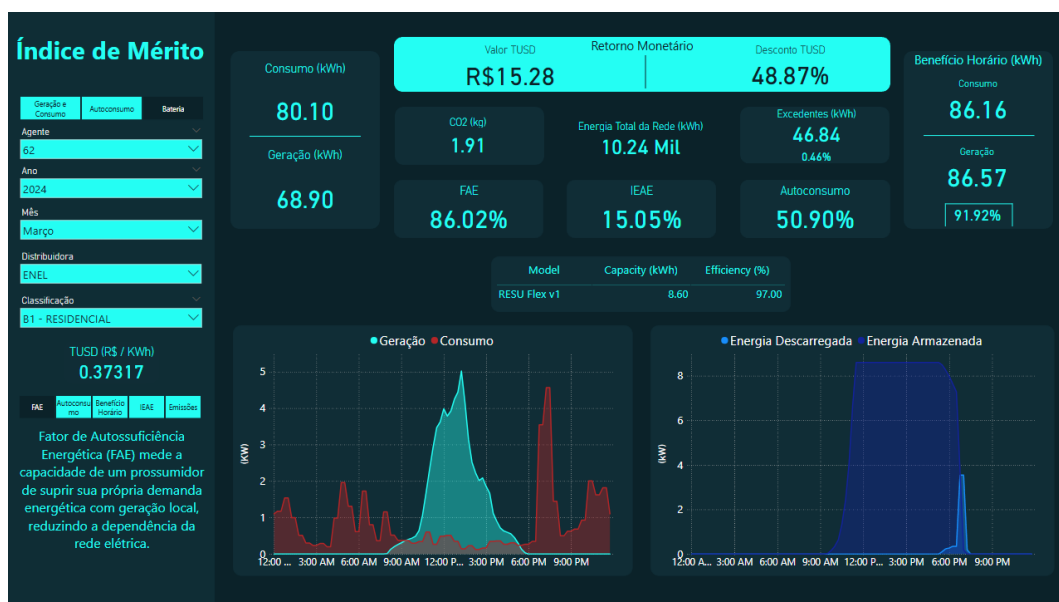


Figura 5.3: Visualização do Modelo em Dashboard - Perfil de Armazenamento.

5.2 Interpretação dos Índices - Agente 52 e 62

De maneira a exemplificar como os resultados dos índices, Figura 5.4 e 5.5, podem ser interpretados e como os insights de melhorias podem ser extraídos, será realizada

uma análise comparativa entre os perfis dos agentes 52 e 62, ambos pertencentes ao mesmo perfil de demanda (a) Pico da Noite, porém com diferenças significativas na presença do sistema de armazenamento.

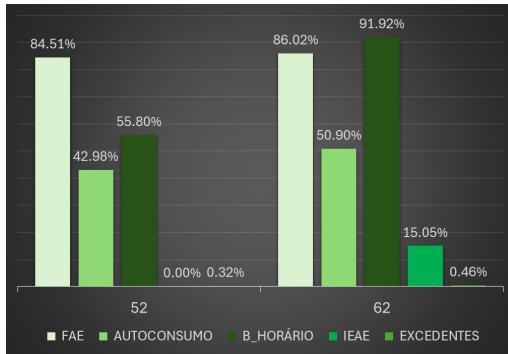


Figura 5.4: Índices agentes 52 e 62.

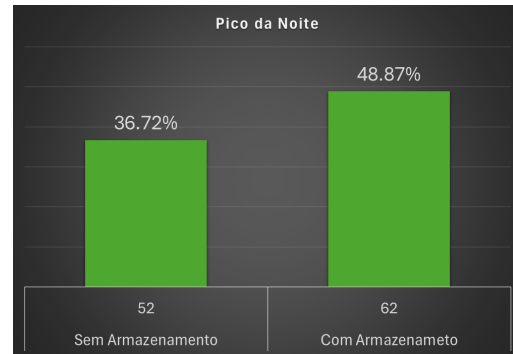


Figura 5.5: Desconto agentes 52 e 62.

O valor obtido para o Fator de Autossuficiência Energética (FAE) do agente 62 foi de 86,02%, indicando que este agente consegue suprir 86,02% de sua demanda localmente por meio da geração própria. Esse valor é bastante elevado e positivo, pois reduz a dependência da rede elétrica e reforça sua autossuficiência. Já o agente 52 apresentou um FAE ligeiramente inferior, de 84,51%, o que indica um nível semelhante de independência energética, apesar de não dispor de sistema de armazenamento.

O índice de Autoconsumo do agente 62 foi de 43,54%, o que significa que essa parcela da energia gerada localmente foi consumida diretamente pelo agente, enquanto o restante (56,46%) foi armazenado ou injetado na rede elétrica. Em comparação, o agente 52 apresentou um índice de autoconsumo de 42,98%, levemente inferior, sugerindo que a ausência de armazenamento limita a capacidade de uso direto da geração local.

O Índice de Eficiência de Armazenamento de Energia (IEAE) do agente 62 foi de 15,05%, valor relativamente baixo, tal resultado pode ser atribuído a limitações na capacidade da bateria ou à falta de consumo nos picos de geração, características inerentes ao perfil de demanda do agente. O agente 52 não apresenta valor para esse índice pela falta de um meio de armazenamento.

O índice de Benefício Horário de Geração e Consumo, que pondera a energia gerada e consumida nos horários de maior demanda, revelou um valor de 91,92% para o agente 62. Esse resultado indica que este agente está alinhando sua geração e consumo de forma eficiente nos horários críticos para a rede elétrica, especialmente por meio da atuação do sistema de armazenamento, que realoca energia gerada no período da tarde para os horários de maior consumo. Em contraste, o agente 52 obteve um benefício horário de 55,80%, refletindo uma utilização menos eficiente

da geração local em função da inexistência de armazenamento e menor flexibilidade para adequar seu consumo.

O índice de excedentes é uma métrica para entender o quanto a parcela de energia injetada pelo agente representa do montante total de energia circulante na microrrede, no caso desta grande microrrede, onde o consumo total é muito superior ao montante gerado, a parcela individual dificilmente representará impacto significativo.

Capítulo 6

Conclusões

Este trabalho concluiu a criação de uma ferramenta para avaliação e otimização do desempenho energético de prosumidores, utilizando índices de mérito que consideram tanto o perfil de demanda quanto o perfil de geração de energia. A média desses índices é aplicada diretamente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), proporcionando benefícios tarifários aos agentes que gerenciam de forma eficiente seu consumo e geração de energia. Com isso, a ferramenta oferece uma solução que atende tanto aos consumidores com sistemas de geração própria quanto àqueles que, embora não possuam geração, podem melhorar sua alocação de demanda para otimizar sua interação com a rede elétrica.

A ferramenta permite que a média dos índices seja ponderada de acordo com os pesos que a distribuidora atribui a cada um dos índices, levando em consideração as particularidades de sua área de atuação. No entanto, o ideal seria a utilização de uma média ponderada para a combinação dos índices, o que proporcionaria um cálculo mais ajustado e preciso. A média ponderada permitiria que os pesos atribuídos a cada índice refletissem com maior precisão a relevância de cada um deles no contexto de cada distribuidora.

A inovação dos índices de mérito, que consideram não apenas o perfil de demanda, mas também o de geração de energia, representa um avanço em relação a modelos tradicionais. Essa abordagem permite que até os consumidores sem capacidade de geração própria se beneficiem ao gerenciar melhor seu consumo energético, criando um modelo mais inclusivo. A utilização desses índices é particularmente relevante em um cenário de crescente penetração da geração distribuída, em que a

otimização da interação entre consumo e geração é fundamental para reduzir perdas e conseqüentemente aumentar a eficiência do sistema elétrico.

O agente 62 apresentou um benefício financeiro total de 48,87% sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), enquanto o agente 52 alcançou um benefício de 36,72%. Isso representa uma diferença absoluta de 12,15% entre os dois agentes, o que corresponde a um aumento relativo de aproximadamente 33,08% no benefício financeiro em relação ao agente sem sistema de armazenamento.

Para ampliar ainda mais os benefícios, se espera que o agente 62 busque realocar sua demanda para os períodos de maior geração solar, entre 12h e 17h, ou invista em sistemas de armazenamento com maior capacidade para otimizar o aproveitamento da geração local.

Já o agente 52, para melhorar seu desempenho técnico e financeiro, deve considerar a implementação de soluções de armazenamento ou estratégias de gestão ativa da demanda que promovam maior sincronização entre geração e consumo.

A ferramenta desenvolvida oferece a ambos os agentes uma visão detalhada e acessível de seus perfis energéticos, permitindo decisões alinhadas às suas rotinas e limitações, extraindo o melhor benefício econômico possível, ao mesmo tempo em que atua em conformidade com os princípios de eficiência e equilíbrio do mercado elétrico.

6.1 Pontos a Desenvolver

Um ponto que pode ser desenvolvido para melhorar a aplicação do modelo é a implementação de uma média ponderada dos índices. Embora a média simples tenha sido adotada por questões de simplicidade e para facilitar a aplicação imediata, a utilização de uma média ponderada permitiria um cálculo mais preciso e condizente com as particularidades de cada distribuidora, considerando os diferentes pesos que podem ser atribuídos aos índices de acordo com as necessidades locais. A ponderação garantiria que os índices mais relevantes para o desempenho energético da distribuidora fossem mais enfocados, tornando o sistema mais eficiente e alinhado às metas regionais.

Além disso, a portabilidade mobile da ferramenta é um ponto a ser considerado para o futuro. A adaptação para dispositivos móveis permitiria que os prosumidores monitorassem seus dados e ajustassem suas práticas energéticas em tempo real, de maneira mais flexível e conveniente. Isso poderia aumentar o engajamento dos usuários, proporcionando um acompanhamento constante de seu desempenho energético e das economias obtidas.

Referências

- [1] M. A. et al., *Fostering Effective Energy Transition*. World Economic Forum, 2023. [Citado na página 1]
- [2] F. A. Cardoso *et al.*, “Análise de impactos na qualidade de energia devido à inserção de geração distribuída na microrrede do campus da universidade federal de itajubá,” *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, vol. 2, no. 1, 2022. [Citado na página 2]
- [3] J. Cooper, “Decentralization and the energy transition.” <https://eepower.com/tech-insights/decentralization-and-the-energy-transition/#>, 2023. Accessed: 2024-04-08. [Citado nas páginas 2 e 10]
- [4] Comissão Europeia, “Solar energy.” Bruxelas: European Commission, 2024. Accessed: 2024-10-21. [Citado nas páginas 2 e 3]
- [5] International Energy Agency, “Approximately 100 million households rely on rooftop solar pv by 2030,” 2023. [Citado na página 3]
- [6] Greener, “Estudo sobre geração distribuída - agosto de 2024: referente ao 1º semestre de 2024,” 2024. Accessed: 2024-10-18. [Citado nas páginas vii e 3]
- [7] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Anuário estatístico de energia elétrica 2024.” Rio de Janeiro: EPE, 2024. Accessed: 2024-10-18. [Citado nas páginas 3 e 11]
- [8] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Consumo de energia elétrica.” Rio de Janeiro: EPE, 2024. Accessed: 2024-10-18. [Citado nas páginas vii e 3]
- [9] ES Solar, “Eliminating the duck curve in california with solar and a battery,” 2023. Accessed: 2024-10-18. [Citado nas páginas vii e 4]
- [10] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Síntese do balanço energético nacional 2024.” Rio de Janeiro: EPE, 2024. Accessed: 2024-10-18. [Citado nas páginas vii e 5]
- [11] I. A. et al., “Energy sharing models in renewable energy communities,” in *2023 International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET)*, IEEE, nov 2023. [Citado nas páginas 9 e 10]

- [12] É. R. da Silva, R. P. Delavechia, M. dos Santos Ortiz, D. D. Goulart, and D. P. Bernardon, “Estudo de planejamento energético com inserção de gd sobre um sistema ieee-9,” *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, vol. 1, no. 1, 2020. [Citado nas páginas 9, 14, 15 e 16]
- [13] J. Tavares and M. Galdino, “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos,” *Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB*, 2014. [Citado nas páginas 10 e 11]
- [14] Global Solar Atlas, “Map and site analysis,” 2024. Accessed: 2024-10-18. [Citado nas páginas vii e 11]
- [15] C. Rosa *et al.*, “Microrredes: benefícios e desafios para o setor elétrico brasileiro.” GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ, Rio de Janeiro, 2022. Accessed: 2024-10-28. [Citado nas páginas 12 e 13]
- [16] S. A. Marques, “Análise da viabilidade da implementação de microrredes cc na região sul e região amazônica do brasil,” *Manancial Repositório Digital da UFSM*, 2022. [Citado na página 13]
- [17] D. L. S. Cosme, “Análise de desempenho da operação da microrrede isolada da ilha de lençóis,” 2021. [Citado nas páginas vii, 13 e 17]
- [18] Brasil, “Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída.” Brasília, DF, 2022. [Citado na página 14]
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica no brasil.” Brasília, DF, 2021. Accessed: 2024-10-14. [Citado na página 14]
- [20] Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), “Infográfico do mercado solar,” 2024. Accessed: 2024-10-18. [Citado nas páginas vii e 15]
- [21] A. B. et al., “Energy storage and multi energy systems in local energy communities with high renewable energy penetration,” *Renewable Energy*, vol. 159, pp. 595–609, oct 2020. [Citado na página 16]
- [22] M. A. Roselli, “Avaliação econômica da transição energética em sistemas de distribuição de energia elétrica. prêmio maria cristina portugal – relop 2022,” 2024. Accessed: 2024-10-21. [Citado na página 16]
- [23] K. Balu and V. Mukherjee, “Optimal deployment of electric vehicle charging stations, renewable distributed generation with battery energy storage and distribution static compensator in radial distribution network considering uncertainties of load and generation,” *Applied Energy*, vol. 359, p. 122707, 2024. [Citado na página 17]

- [24] A. A. Kebede, T. Kalogiannis, J. Van Mierlo, and M. Bercibar, “A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112213, 2022. [Citado na página 17]
- [25] E. Bullich-Massagué, F.-J. Cifuentes-García, I. Glenny-Crende, M. Cheah-Mañé, M. Aragüés-Peñalba, F. Díaz-González, and O. Gomis-Bellmunt, “A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants,” *Applied Energy*, vol. 274, p. 115213, 2020. [Citado na página 17]
- [26] A. Dehghani-Sani, E. Tharumalingam, M. Dusseault, and R. Fraser, “Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 192–208, 2019. [Citado na página 17]
- [27] Z. L. et al., “A novel distributed energy system combining hybrid energy storage and a multi-objective optimization method for nearly zero-energy communities and buildings,” *Energy*, vol. 239, jan 2022. [Citado na página 18]
- [28] M. A. A. Abdalla, W. Min, and O. A. A. Mohammed, “Two-stage energy management strategy of ev and pv integrated smart home to minimize electricity cost and flatten power load profile,” *Energies*, vol. 13, no. 23, p. 6387, 2020. [Citado na página 18]
- [29] C. Srithapon and D. Månsson, “Predictive control and coordination for energy community flexibility with electric vehicles, heat pumps and thermal energy storage,” *Applied Energy*, vol. 347, oct 2023. [Citado na página 18]
- [30] SAP, “Distributed energy resources (der) and the rise of the prosumer,” 2024. Accessed: 2024-10-21. [Citado na página 18]
- [31] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos gerais: Módulo 7, submódulo 7.1 – estrutura tarifária das concessionárias de distribuição. versão 2.5c.” Brasília: ANEEL, 2022. Accessed: 2024-10-21b. [Citado na página 18]
- [32] Enel Distribuição São Paulo, “Bandeira tarifária.” São Paulo, 2024. Accessed: 2024-10-21. [Citado na página 19]
- [33] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de distribuição (prodíst).” Brasília: ANEEL, 2022. Accessed: 2024-10-21 at 15:00. [Citado na página 19]
- [34] Enel Distribuição São Paulo (ENEL), “Tarifa, taxas e impostos.” São Paulo, 2024. Accessed: 2024-10-21. [Citado nas páginas ix e 20]

- [35] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, “Sobre a ccee.” Accessed: 2024-10-28. [Citado na página 21]
- [36] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Tarifa branca,” 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>. Acesso em: maio 2025. [Citado nas páginas 24 e 25]
- [37] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Resposta da demanda,” 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>. Acesso em: maio 2025. [Citado nas páginas 24 e 25]
- [38] Brasil, “Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída,” 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: maio 2025. [Citado na página 25]
- [39] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Aneel aprova mudança provisória do horário de ponta em parte da área atendida pela energisa mato grosso,” 2024. Disponível em: <https://11nk.dev/nuJ40>. Acesso em: maio 2025. [Citado na página 25]
- [40] M. S. Mahmoud, A. Y. Abdelaziz, and M. A. Elgamal, “Valuation of distributed energy resources in active distribution networks,” *IEEE Systems Journal*, vol. 10, no. 2, pp. 688–700, 2016. [Citado na página 26]
- [41] D. Olis and A. Sakharova, “Technical and economic screening for potential of distributed energy resource integration at chervonohrad water utility in ukraine,” tech. rep., National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 06 2024. [Citado nas páginas 27 e 29]
- [42] N. DiOrio, A. Dobos, S. Janzou, A. Nelson, and B. Lundstrom, “Technoeconomic modeling of battery energy storage in sam,” tech. rep., National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 09 2015. [Citado na página 27]
- [43] M. Ghiasi, E. Ahmadiania, and R. Ghiasi, “A case study of modeling, simulation, and load flow assessment in the power distribution network of tehran metro using etap,” *International Journal of Engineering and Future Technology*, vol. 16, no. 3, 2019. [Citado nas páginas 28 e 29]
- [44] E. Salari and A. Askarzadeh, “A new solution for loading optimization of multi-chiller systems by general algebraic modeling system,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 84, pp. 429–436, 2015. [Citado na página 29]
- [45] Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações, “Fatores de emissão,” 2024. Acessado em: 19 de outubro de 2024. [Citado na página 36]

-
- [46] C. Goncalves, R. Barreto, P. Faria, L. Gomes, and Z. Vale, “Dataset of an energy community’s generation and consumption with appliance allocation,” *Data in Brief*, vol. 45, p. 108590, 2022. [Citado na página 36]
- [47] C. Goncalves, R. Barreto, P. Faria, L. Gomes, and Z. Vale, “Energy community consumption and generation dataset with appliance allocation,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 55, no. 9, pp. 285–290, 2022. [Citado na página 36]
- [48] E. de Pesquisa Energética, “Metodologia: Projeção de curva de carga horária.” Nota Técnica NT/EPE/DEA-005/2020, 2020. Acesso em: 28 out. 2024. [Citado na página 37]
- [49] P. Ribeiro, “Indices de mérito.” https://github.com/Paulo2448/Indices_de_M-rito, 2025. (Last accessed in 12/05/2025). [Citado na página 41]

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 20 de junho de 2025

Paulo Vítor da S. Ribeiro.

